

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

подпись

инициалы, фамилия

« 31 » марта 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Отрокову Денису Анатольевичу.
Группа ГЭ13-01Б. Направление 13.03.02.06 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Селемджинской ГЭС на реке Селемджа. Устройство и порядок вывода блокировок безопасности».

Утверждена приказом по университету № 47 от 31 марта 2017 г.

Руководитель ВКР И.Ю. Погоняйченко, начальник оперативной службы ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС».

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компонировка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Техничко-экономические показатели; 9) Устройство и порядок вывода блокировок безопасности.

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Селемджинской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Селемджинской ГЭС; главная схема Селемджинской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Селемджинской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Селемджинской ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Селемджинской ГЭС; иллюстрационные материалы к спец.вопросу.

Руководитель ВКР



подпись

И.Ю. Погоняйченко

Задание принял к исполнению



подпись

Д.А. Отроков

« 31 » марта 2017 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

ОТЗЫВ

руководителя Погоняйченко И.Ю. начальника оперативной службы Филиала
ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенской ГЭС имени Г.С. Непорожного» о
бакалаврской работе «Проектирование Селемджинской ГЭС на реке Селемджа.
Устройство и порядок вывода блокировок безопасности»
Отрокова Дениса Анатольевича

Бакалаврская работа «Проектирование Селемджинской ГЭС на реке Селемджа. Устройство и порядок вывода блокировок безопасности» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 134 листах пояснительной записки, 6 чертежах и 3 плакатах. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчёт, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидросиловое оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС, разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, а также выполнены технико-экономические расчеты.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а также стандартам «РусГидро».

В рамках спец.вопроса было изучено устройство и порядок вывода блокировок безопасности.

Так же следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы над дипломным проектом Д.А.Отроков показал хорошие теоретические знания, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Селемджинской ГЭС на реке Селемджа. Устройство и порядок вывода блокировок безопасности» заслуживает положительной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 15.06.17



(подпись)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Татарников


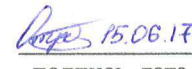
подпись

« 14 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕЛЕМДЖИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
СЕЛЕМДЖА. УСТРОЙСТВО И ПОРЯДОК ВЫВОДА БЛОКИРОВОК
БЕЗОПАСНОСТИ**

Руководитель	 подпись, дата	Начальник ОС Филиала ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» должность	<u>И.Ю. Погоняйченко</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>Д.А. Отроков</u> инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Селемджинской ГЭС на реке Селемджа. Устройство и порядок вывода блокировок безопасности».

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты	<u>Зайд 7.06.17</u> подпись, дата	<u>Э.Ю. Зайеелва</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Алиев 14.06.17</u> подпись, дата	<u>А.В. Масленникова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Тов 15.06.17</u> подпись, дата	<u>И.Ю. Тогонайченко</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>Кара 10.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В. Караццва</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Алиев 08.06.17</u> подпись, дата	<u>Т.А. Алиева</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>Алиев 17.06.17</u> подпись, дата	<u>И.Ю. Тогонайченко</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Тов 09.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В. Караццва</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>Алиев 16.06.17</u> подпись, дата	<u>А.А. Габанов</u> инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Селемджинской ГЭС.....	6
Введение	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	9
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	9
1.2 Гидрологические данные	9
1.3 Инженерно-геологические условия.....	12
1.4 Данные по энергосистеме	12
2 Водно-энергетические расчёты	14
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	14
2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы	18
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	19
2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы	21
2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС	23
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	24
3 Основное и вспомогательное оборудование	27
3.1 Построение режимного поля	27
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	29
3.3 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины.....	32
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора	34
3.5 Заглубление водозабора на величину воронкообразования	34
3.6 Расчёт вала на прочность	35
3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора	35
3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала	36
4 Электрическая часть	37
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд	37
4.2 Выбор типа блоков ГЭС.....	39
4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками	39
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупнёнными блоками	40
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд	41
4.3 Распределительное устройство.....	42
4.3.1 Выбор количества отходящих воздушных линий	42

4.3.2	Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения	43
4.4	Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта	45
4.5	Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе «RastrWin3»	46
4.6	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов.	48
4.7	Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения	49
4.8	Выбор и проверка электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ.....	51
5	Релейная защита и автоматика	53
5.1	Технические данные защищаемого оборудования	53
5.2	Расчёт номинальных токов	54
5.3	Перечень защит основного оборудования	54
5.4	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты.....	56
5.5	Продольная дифференциальная защита генератора.....	56
5.6	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	59
5.7	Защита от повышения напряжения	61
5.8	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	62
5.9	Защита от симметричных перегрузок	65
5.10	Дистанционная защита генератора.....	66
5.11	Защита ротора от перегрузки.....	69
5.12	Матрица отключений	71
5.13	Таблица уставок	72
6	Компоновка и сооружения гидроузла	73
6.1	Состав и компоновка гидроузла	73
6.2	Определение класса и отметки гребня плотины	73
6.2.1	Определение класса гидротехнического сооружения	73
6.2.2	Определение отметки гребня плотины	73
6.3	Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины.....	76
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта	76
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	77
6.3.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	79
6.3.4	Построение профиля водосливной грани	80
6.3.5	Расчёт сопряжений потока в нижнем бьефе	80
6.3.6	Сопряжения бьефов свободной отброшенной струей	82
6.4	Конструирование бетонной плотины.....	84
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	84
6.4.2	Разрезка плотины швами.....	86
6.4.3	Быки	86
6.4.4	Устои	87
6.4.5	Дренаж тела бетонной плотины	87
6.4.6	Галереи в теле плотины	87

6.4.7	Элементы подземного контура плотины	87
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	88
6.5.1	Вес сооружения	89
6.5.2	Сила гидростатического давления воды	89
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	90
6.5.4	Волновое воздействие	90
6.5.5	Фильтрационные расчёты	90
6.5.6	Давление грунта.....	91
6.6	Расчёт прочности плотины	92
6.6.1	Критерии прочности плотины	94
6.7	Расчёт устойчивости плотины	95
7	Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы	96
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	96
7.2	Охрана труда.....	96
7.3	Пожарная безопасность	99
7.4	Охрана природы	101
7.4.1	Общие положения	101
8	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ..	102
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	102
8.1.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	102
8.1.3	Налоговые расходы	105
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ...	106
8.3	Оценка инвестиционного проекта.....	106
8.3.1	Методология и исходные данные, оценка инвестиционного проекта	107
8.3.2	Показатели коммерческой эффективности проекта	107
8.3.3	Бюджетная эффективность	108
8.4	Анализ чувствительности	108
9	Устройство и порядок вывода блокировок безопасности	111
9.1	Общие сведения.....	111
9.2	Требования и принципы выполнения устройств блокировки	111
9.3	Виды и устройства блокировок безопасности	113
9.3.1	Механическая блокировка непосредственного действия.....	113
9.3.2	Электромагнитная блокировка	114
9.3.3	Механическая замковая (электромеханическая) блокировка	116
9.3.4	Программная блокировка.....	118
9.4	Деблокировка устройств блокировки	119
9.5	Блокировки безопасности открытого распределительного устройства 220 кВ Селемджинской ГЭС	120
	Заключение	122
	Список использованных источников	124
	Приложение А - Б.....	127-134

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ СЕЛЕМДЖИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Селемджа;
2. Местонахождение ГЭС Амурская область;
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 703 м³/с;
 - б) всех турбин 617 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 7045 м³/с;
0,01% 8745 м³/с;
 - г) минимальный 300 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 810 м;
ФПУ 813 м;
УМО 788 м;
 - в) объёмы:
полный 11,21 км³;
полезный 6,93 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 49 м;
 - б) расчётный 38,8 м;
 - в) минимальный 25,3 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 280 МВт;
гарантированная 260 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1,75 млрд. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 109 м / 59,00 м;
 - б) правобережная глухая 70 м / 59,00 м;
 - в) стационарная 96 м / 59,00 м;
 - г) глухая сопрягающая водосливную и стационарную 11,85 м / 59,00 м;
 - д) водосливная 142,2 м / 59,00 м;
8. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 6 отверстий 9×20;
 - в) общая длина 142,2 м;
 - г) максимальная высота 59,00 м;
9. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 3;
 - б) грунты в основании диабаз трещиноватый;
 - в) тип спиральной камеры бетонная трапецидальная;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

д) расстояние между осями агрегатов.....24 м;

10. Основное оборудование:

а) тип турбины.....ПЛ 50-В-600;

б) тип генератора.....СВ-1130/140-48;

в) мощность генератора 93,3 МВт;

г) частота вращения 125 об/мин;

д) тип трансформаторов..... ТДЦ-125000/220;

11. Техничко-экономические показатели:

а) удельные показатели..... 92423,1 руб./кВт;

б) себестоимость энергии 18 коп./кВт·ч;

в) срок окупаемости.....5,5 лет;

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика является одной из самых перспективных отраслей современной энергетики. Россия обладает большим гидроэнергетическим потенциалом, хотя степень его освоения значительно меньше, чем в других странах, причём существует значительная неравномерность его освоения по территории нашей страны. Например, для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов (50%), в таких регионах как Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен всего на 3%. Поэтому этому вопросу следует уделять большое внимание и развивать эту отрасль энергетики в настоящее время.

В себестоимости производства электроэнергии на гидроэлектростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидроэлектростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Также ГЭС способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет гидравлическим станциям покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

Целью бакалаврской работы является знакомство и освоение основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и своеобразного подхода к решению определенных задач, найти наилучшие проектные решения.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Район проектируемой ГЭС относится к резко континентальному климату с муссонными чертами.

Зима в Приамурье продолжительная, холодная, солнечная и малоснежная. Зимние метели сопровождаются сильным ветром. Снежный покров, как правило, небольшой от 17 до 42 см. На севере области зима устанавливается уже с середины октября.

Средние показатели температур от -28°C до -32°C на севере и до -30°C на юге. Весна короткая. Продолжительность весеннего сезона увеличивается с юга на север от 45 до 52 дней. Безморозный период на севере начинается только в конце июня, а на южных территориях области на месяц раньше.

Лето жаркое, с большим количеством осадков, чем в другие времена года. В летние месяцы их выпадает на 60-70% больше годовой нормы. С летними осадками приходит половодье на реках. Наряду с обильными дождями случаются и засухи, которые сопровождаются слабым суховеем. Самый тёплый месяц в году июль, но в горных северных районах июльские температуры составляют всего 10°C - 12°C .

Осень приходит в первых числах сентября. Начало осени, как правило, дождливое, но с наступлением холодов количество ясных дней увеличивается. Дневные температуры и в ноябре остаются положительными. Продолжительность осеннего периода на юге области - до 40 дней, в северной её части не больше 30 дней.

1.2 Гидрологические данные

Селемджа - река в Амурской области России, левый приток Зеи. Длина - 647 км, площадь бассейна - 68,6 тыс. км².

Селемджа берет начало на стыке хребтов Ям-Алинь и Эзоп и протекает в северо-западном и юго-западном направлениях. В верховьях, до посёлка Экимчан, - типично горная река; ниже (до села Селимджинск) - полугорная; в низовьях обретает равнинный характер. Судоходна от села Норск, до устья, этот участок протяжённостью 146 км входит в перечень водных путей РФ. В высокую воду возможно прохождение судов до Экимчана (405 км от устья). Навигационный период - 154 дня. У посёлка Февральск реку пересекает Байкало-Амурская магистраль, длина моста которой составляет 710 метров.

В таблице 1.1 приведён гидрологический ряд наблюдений в период с 1960 по 2009 год.

Таблица 1.1 – Гидрологические данные по реке Селемджа

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.
1960-1961	39	25	22	33	971	764	486	2115	434	154	44	31	427

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.
1961-1962	22	17	16	79	1461	1383	1788	1344	1035	343	128	52	639
1962-1963	33	28	25	218	1251	1344	1745	2586	1723	408	111	51	794
1963-1964	30	20	18	298	1670	1566	961	293	370	414	91	50	482
1964-1965	32	22	20	103	869	2010	2220	2273	549	375	148	70	724
1965-1966	37	28	25	403	2115	1866	849	1070	2495	735	150	79	821
1966-1967	26	20	19	160	1605	689	2115	1854	1024	300	107	55	664
1967-1968	21	16	14	213	639	738	2715	1054	851	352	77	40	561
1968-1969	26	19	18	66	2076	1035	1723	1880	530	270	69	37	646
1969-1970	32	24	22	119	1241	1618	753	1219	1086	516	134	65	569
1970-1971	48	26	25	305	1053	1330	2469	1670	926	569	179	101	725
1971-1972	29	21	17	130	1370	1605	2076	856	1013	361	143	53	640
1972-1973	45	29	23	109	1488	1018	2900	1254	2036	529	140	87	805
1973-1974	48	32	25	365	1514	1058	1006	1153	2024	735	160	86	684
1974-1975	71	45	35	102	1696	693	719	2010	2455	564	135	105	719
1975-1976	38	23	19	200	2351	2691	904	378	489	291	87	64	628
1976-1977	44	41	35	154	833	994	1566	1089	957	518	143	83	538
1977-1978	81	44	36	273	1631	1618	4051	2651	799	790	209	150	1028
1978-1979	63	48	35	398	2259	1120	1344	1971	2115	673	154	100	857
1979-1980	30	17	17	319	824	798	1356	4051	1026	455	116	76	757
1980-1981	11	10	9	610	1971	2115	1383	1984	1288	524	146	48	842
1981-1982	27	16	12	410	1263	1460	5414	2091	1685	688	138	63	1106
1982-1983	15	8	7	54	2065	1024	1711	1869	519	259	58	26	635
1983-1984	21	13	10	107	1208	1230	1606	1075	741	505	123	53	558
1984-1985	37	15	14	294	1041	1319	2458	1659	915	558	168	89	714
1985-1986	17	10	6	118	1359	1594	2065	845	1001	350	131	42	628
1986-1987	33	18	11	98	1476	1006	2889	1243	2025	518	129	76	794
1987-1988	36	20	14	354	1503	1046	995	1141	2013	724	149	74	672
1988-1989	60	34	24	91	1685	708	1999	2444	681	553	124	93	708
1989-1990	36	21	18	30	968	760	483	2111	430	150	40	28	423
1990-1991	18	13	12	75	1458	1379	1784	1340	1031	339	124	48	635
1991-1992	29	24	21	214	1248	1340	2583	1719	548	404	107	47	690
1992-1993	26	16	15	294	1666	1563	958	289	366	410	87	45	478
1993-1994	28	19	16	99	865	2006	2216	2269	545	371	144	66	720
1994-1995	34	24	21	399	2111	1863	845	1066	2491	731	146	75	817
1995-1996	23	16	15	156	1601	685	2111	1850	1020	296	103	51	661
1996-1997	34	24	19	418	1270	1468	5421	2099	1693	695	145	70	1113
1997-1998	22	15	15	62	2073	1031	1719	1876	526	266	65	34	642
1998-1999	28	21	18	115	1238	1614	749	1215	1083	513	130	61	565
1999-2000	44	22	21	301	1049	1326	2465	1666	923	565	175	97	721
2000-2001	25	17	14	126	1366	1601	2073	853	1009	358	139	49	636
2001-2002	41	26	19	105	1484	1014	2896	1250	2033	525	136	83	801
2002-2003	44	28	22	361	1054	1510	2020	1149	1003	731	156	82	680
2003-2004	67	41	31	99	1693	715	2006	2451	689	560	131	101	715
2004-2005	34	19	16	196	2348	2688	900	374	485	288	83	60	624
2005-2006	40	37	31	150	829	990	1563	1085	1080	514	139	79	545
2006-2007	77	40	33	269	1628	1614	4048	2648	795	786	205	146	1024
2007-2008	59	44	31	394	2255	1116	1340	1968	2111	669	150	97	853
2008-2009	34	12	12	253	658	636	1083	3239	819	363	90	59	605
Средние расходы	36	23	20	218	1466	1329	1898	1632	1135	482	127	68	703

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно 703 м³/с.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2 и на рисунках 1.1 и 1.2 соответственно.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
755,00	0,00	758,00	0	758,00	0
764,99	0,85	758,87	79	758,87	88
775,02	2,14	759,94	207	759,94	230
784,99	3,78	761,05	373	761,05	414
795,01	5,75	762,04	568	762,04	631
805,00	9,14	762,84	790	762,84	878
810,00	11,21	763,58	1 126	763,58	1 251
815,00	13,20	764,02	1 530	764,02	1 700
н/д	н/д	764,60	2 836	764,60	3 151
н/д	н/д	765,12	3 736	765,12	4 151
н/д	н/д	765,63	4 636	765,63	5 151
н/д	н/д	765,97	5 536	765,97	6 151
н/д	н/д	766,33	6 436	766,33	7 151
н/д	н/д	766,88	7 336	766,88	8 151
н/д	н/д	767,09	8 100	767,09	9 000

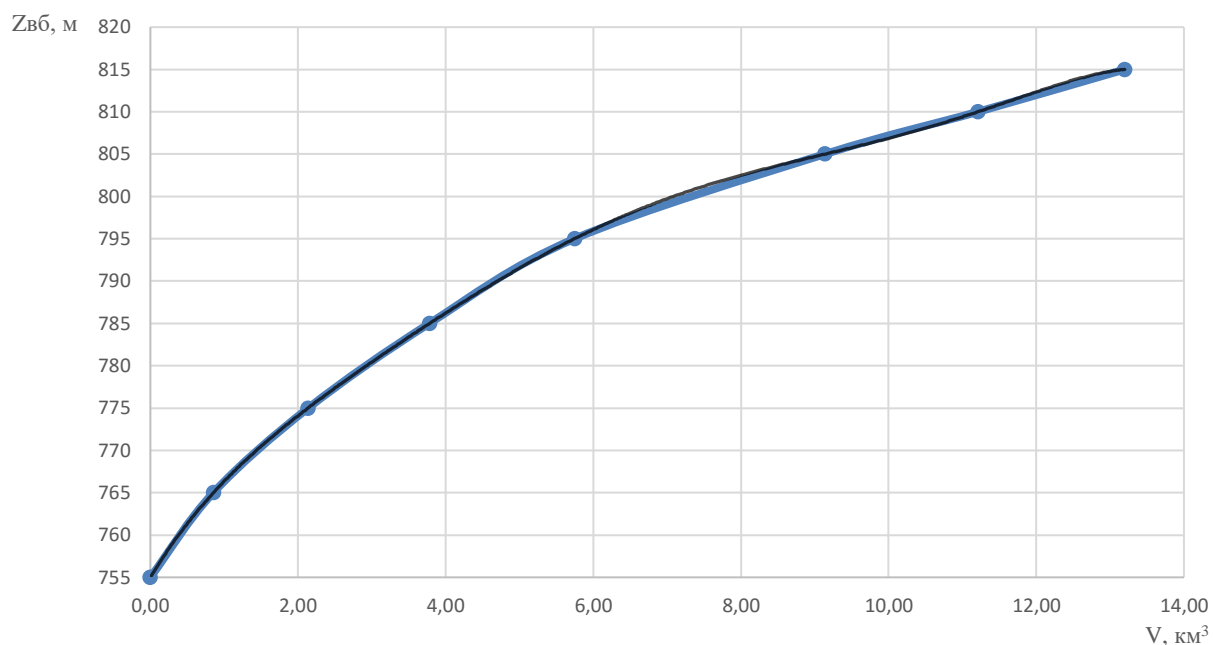


Рисунок 1.1 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

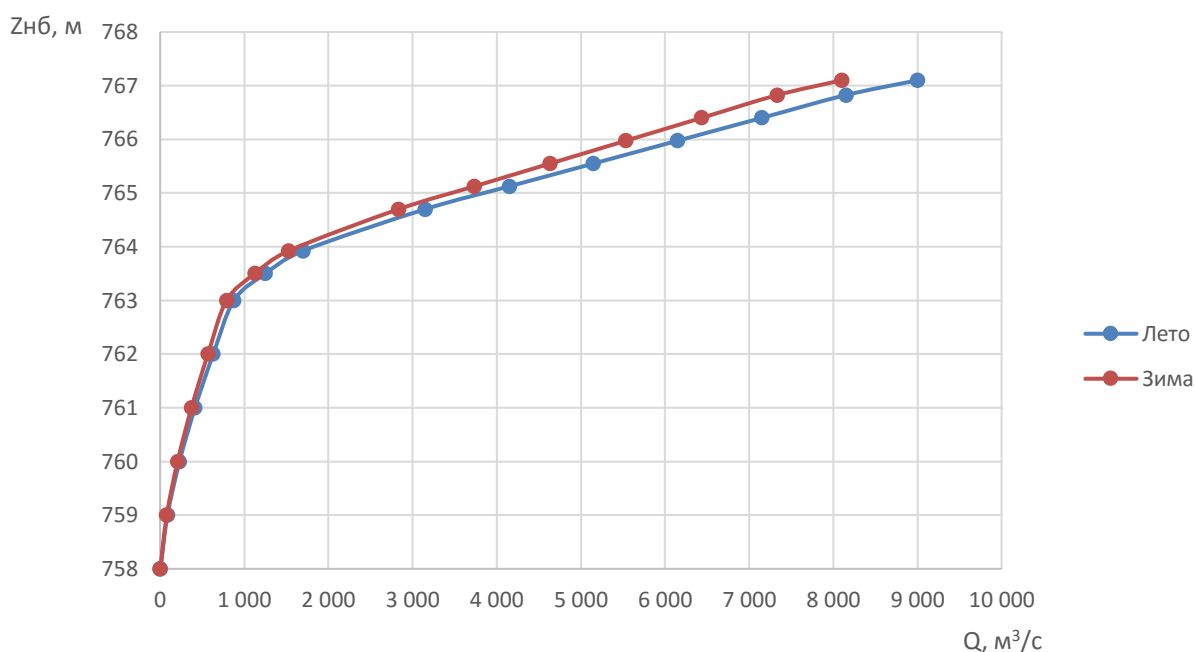


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.3

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м³/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	300	300	300	550	550	550	550	550	550	300	300	300
Потребление из Водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Испарение	-	-	-	-	1	1	1	1	1	-	-	-
Льдообразование	+1	+1	-	-2	-2	-	-	-	-	-	+1	+1

Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h = 0,47$ м.
НПУ Селемджинской ГЭС 810 м.

1.3 Инженерно - геологические условия

В основании сооружения залегает слаботрещиноватый диабаз. Ширина по створу 430 метров. Дно находится на отметке 758 метров.

1.4 Данные по энергосистеме

Селемджинская ГЭС предназначена для работы в составе электростанций, входящих в операционную зону Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Востока» (далее - ОДУ Востока). Выработка электроэнергии может быть использована в

основном для экспорта, поскольку энергосистема Амурской области является избыточной как по электроэнергии, так и по мощности.

На территории Амурской области сосредоточены все крупные гидроэлектростанции ОЭС Востока - Зейская ГЭС (установленной мощностью 1330 МВт) и Бурейская ГЭС (установленной мощностью 2010 МВт). Имеются две крупные тепловые станции - Благовещенская ТЭЦ (установленной мощностью 280 МВт) и Райчихинская ГРЭС (установленной мощностью 102 МВт). Энергосистема Амурской области связана Хабаровской энергосистемой по ВЛ 500 - 220 кВ, с Якутской и Читинской энергосистемами - ВЛ 220 кВ, с энергосистемой КНР - ВЛ 500 - 220 - 110 кВ. Несмотря на наличие связей по трём ВЛ 220 кВ с ОЭС Сибири, ОЭС Востока работает изолированно от ЕЭС России, т.к. указанные связи 220 кВ являются слабыми, вследствие чего по ним может происходить нарушение синхронного режима работы объединений.

Годовой максимум нагрузки: 5025 МВт;

Установленная мощность существующих ГЭС: 3340 МВт;

Резервы: нагрузочный резерв системы 1,5%, аварийный резерв системы 7%;

Коэффициент мощности $k_N=8,5$.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Гидрограф-это график изменения во времени расходов воды в реке за несколько лет.

В соответствии с методикой выбора расчётных гидрографов год разделяется на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Изначально считается, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составляют маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаются одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII и IX месяцы; к периоду межени относятся X, XI, XII, I, II, III и IV месяцы). Начало года считается с начала половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Каждая последовательность ранжируется в порядке убывания. Обеспеченность рассчитывается по формуле (2.1):

$$P = \frac{m}{n+1}, \quad (2.1)$$

где m - порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных), ранжированного в убывающем порядке;

$n = 50$ - общее число членов ряда.

Результаты расчётов для среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в таблице 2.1.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90 и 50% соответственно.

Таблица 2.1 – Расчётные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	Qср.год., м ³ /с	Год	Qпол., м ³ /с	Год	Qмеж, м ³ /с
1	2,0	1996	1113	1996	2390	1977	226
2	3,9	1981	1106	1981	2383	2006	222
3	5,9	1977	1028	1977	2150	1978	210
4	7,8	2006	1024	2006	2147	1965	208
5	9,8	1978	857	1978	1762	1973	207
6	11,8	2007	853	2007	1758	2007	206
7	13,7	1980	842	1980	1748	1994	204

Окончание таблицы 2.1

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	Qср.год., м ³ /с	Год	Qпол., м ³ /с	Год	Qмеж, м ³ /с
8	15,7	2009	838	2009	1744	2002	203
9	17,6	1965	821	1972	1739	1996	201
10	19,6	1994	817	2001	1735	1987	196
11	21,6	1972	805	1962	1730	1980	194
12	23,5	2001	801	1986	1728	1981	193
13	25,5	1986	794	1965	1679	2009	190
14	27,5	1962	794	1994	1675	1970	179
15	29,4	1979	757	1979	1611	1999	175
16	31,4	1970	725	1964	1584	1984	168
17	33,3	1964	724	1993	1580	1974	151
18	35,3	1999	721	1974	1515	2003	147
19	37,3	1993	720	2003	1511	1979	147
20	39,2	1974	719	1988	1503	1976	145
21	41,2	2003	715	1970	1490	2005	141
22	43,1	1984	714	1991	1488	1988	140
23	45,1	1988	708	1999	1486	1972	137
24	47,1	1991	690	1984	1478	2001	133
25	49,0	1973	684	1966	1457	1963	132
26	51,0	2002	680	1995	1453	1969	130
27	52,9	1987	672	1968	1449	1992	128
28	54,9	1966	664	1997	1445	1998	127
29	56,9	1995	661	1982	1438	1986	126
30	58,8	1968	646	1961	1402	1962	125
31	60,8	1997	642	1990	1398	1991	121
32	62,7	1971	640	1971	1384	1983	119
33	64,7	1961	639	2000	1380	2008	118
34	66,7	2000	636	1985	1373	1964	110
35	68,6	1990	635	1975	1363	1971	108
36	70,6	1982	635	2004	1359	1993	106
37	72,5	1985	628	1973	1351	1967	105
38	74,5	1975	628	2002	1347	2000	104
39	76,5	2004	624	1987	1340	1975	103
40	78,4	2008	605	2008	1287	2004	99
41	80,4	1969	569	1967	1199	1966	98
42	82,4	1998	565	1969	1183	1985	96
43	84,3	1967	561	1998	1180	1995	94
44	86,3	1983	558	1983	1172	1961	94
45	88,2	2005	545	2005	1109	1990	90
46	90,2	1976	538	1976	1088	1968	72
47	92,2	1963	482	1963	972	1997	68
48	94,1	1992	478	1992	968	1982	61
49	96,1	1960	427	1960	954	1960	50
50	98,0	1989	423	1989	950	1989	46

По расчётным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный года.

За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяются ближайшие годы от расчётной обеспеченности: 1976 и 1983 годы. Вычисляются коэффициенты приведения по половодью и межени по формулам (2.2) и (2.3) соответственно. В итоге принимается тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1976 года:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},90\%}}{Q_{\text{п},1976}} = 1,0, \quad (2.2)$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},90\%}}{Q_{\text{м},1976}} = 0,5. \quad (2.3)$$

Для 1983 года:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},90\%}}{Q_{\text{п},1983}} = 1,0,$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},90\%}}{Q_{\text{м},1983}} = 0,79.$$

В качестве расчётного маловодного года принимается 1983, так как его коэффициенты приведения ближе к единице.

За средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяются ближайшие года от расчётной обеспеченности: 1973 и 2002 годы. Аналогично продельваются операции, как и с маловодным годом, и в результате выбирается год, у которого коэффициенты приведения ближе к единице.

Для 1973 года:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},50\%}}{Q_{\text{п},1973}} = 1,08,$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},1973}} = 0,64.$$

Для 2002 года:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},50\%}}{Q_{\text{п},2002}} = 1,08,$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},2002}} = 0,641.$$

В качестве расчётного маловодного года принимается 2002, так как его коэффициенты приведения ближе к единице.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты.

Требуется дополнительная корректировка расходов средневодного года при выполнении следующего условия: объём сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после неё. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счёт снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду. Корректировка расходов представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Средневодный год (P=50%) без приведения, с приведением, с корректировкой за 2002 год

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср., м³/с
Q _{50%} , м³/с	44	28	22	361	1054	1510	2020	1149	1003	731	156	82	680
Qпр., 50% м³/с	28	18	14	231	1134	1625	2174	1236	1079	468	100	53	680
Qкор.50%, м³/с	27	18	14	166	1231	1625	2077	1236	1079	506	127	54	680

Маловодный 1983 год не нуждается в корректировке, т.к. его коэффициент по половодью равен единице. Данные представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Маловодный год (P=90%) без приведения за 1983 год

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср., м³/с
Q _{90%} , м³/с	21	13	10	107	1208	1230	1606	1075	741	505	123	53	558

Гидрографы маловодного и средневодного годов представлены на рисунке 2.1.

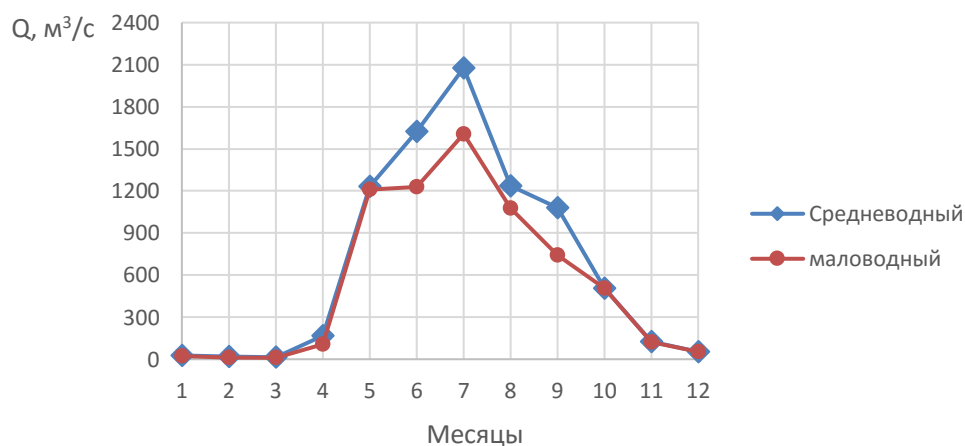


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

Используя план генерации и потребления, с сайта системного оператора единой энергетической системы [3] берётся суточный график нагрузки для летнего и зимнего периодов.

Используя суточные мощности, строится интегральная кривая нагрузки по координатам, представленным в таблицах 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4 – Данные для построения ИКН зимних суток

Δt , ч	Мощность потребления, ранжированная, МВт	ΔP , МВт	$\Delta P \cdot t$, млн. кВт·ч	ΣP , МВт	$\Sigma \mathcal{E}$, млн кВт·ч
1	5055	51	0	51	0
2	5004	1	0	52	0
3	5003	30	0	82	0
4	4973	36	0	118	0
5	4937	9	0	127	0
6	4928	0	0	127	0
7	4928	27	0	154	1
8	4901	15	0	169	1
9	4886	54	0	223	1
10	4832	49	0	272	2
11	4783	14	0	286	2
12	4769	0	0	286	2
13	4769	0	0	286	2
14	4769	49	1	335	2
15	4720	1	0	336	2
16	4719	77	1	413	4
17	4642	54	1	467	5
18	4588	118	2	585	7
19	4470	100	2	685	9
20	4370	60	1	745	10
21	4310	14	0	759	10
22	4296	24	1	783	11
23	4272	2	0	785	11
24	4270	4270	102	5055	113

Таблица 2.5 – Данные для построения ИКН летних суток

Δt , ч	Мощность потребления, ранжированная, МВт	ΔP , МВт	$\Delta P \cdot t$, млн. кВт·ч	ΣP , МВт	$\Sigma \mathcal{E}$, млн кВт·ч
1	3268	111	0	111	0
2	3157	51	0	162	0
3	3106	11	0	173	0
4	3095	2	0	175	0
5	3093	8	0	183	0
6	3085	22	0	205	0
7	3063	3	0	208	0
8	3060	14	0	222	1

Окончание таблицы 2.5

Δt , ч	Мощность потребления, ранжированная, МВт	ΔP , МВт	$\Delta P \cdot t$, млн. кВт·ч	ΣP , МВт	$\Sigma \Delta$, млн кВт·ч
9	3046	1	0	223	1
10	3045	8	0	231	1
11	3037	3	0	234	1
12	3034	7	0	241	1
13	3027	6	0	247	1
14	3021	12	0	259	1
15	3009	125	2	384	3
16	2884	47	1	431	4
17	2837	164	3	595	6
18	2673	57	1	652	7
19	2616	94	2	746	9
20	2522	66	1	812	11
21	2456	19	0	831	11
22	2437	27	1	858	12
23	2410	13	0	871	12
24	2397	2397	58	3268	69

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС представлены в приложении. (Приложение А, рисунок А.1, А.2).

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня для каждого месяца определяется по формуле (2.4):

$$P_t^{max} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.4)$$

где t - порядковый номер месяца в году;
 a, b - коэффициенты, определяемые по формулам (2.5), (2.6).

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.5)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.6)$$

где $P_{зим}^{max}$ - максимальная нагрузка за зиму, МВт;
 $P_{лет}^{max}$ - максимальная нагрузка за лето, МВт.

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываются по формуле (2.7):

$$P_t^{cp} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.7)$$

Расчёт графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлены в таблицах 2.6 и 2.7 соответственно.

Таблица 2.6 – Расчётная таблица для построения графика максимальных годовых нагрузок

t , мес	$\cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ)$	a	b	P_{max} , МВт
1	0,97	4162	894	5025
2	0,71			4794
3	0,26			4393
4	-0,26			3931
5	-0,71			3530
6	-0,97			3298
7	-0,97			3298
8	-0,71			3530
9	-0,26			3931
10	0,26			4393
11	0,71			4794
12	0,97			5025

Таблица 2.7 – Расчётная таблица для построения годового графика среднемесячных нагрузок

t , мес	$\cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ)$	a	b	$P_{сред}$, МВт
1	0,97	3804	913	4685
2	0,71			4449
3	0,26			4040
4	-0,26			3567
5	-0,71			3158
6	-0,97			2922
7	-0,97			2922
8	-0,71			3158
9	-0,26			3567
10	0,26			4040
11	0,71			4449
12	0,97			4685

График среднемесячных и максимальных нагрузок представлен на рисунке 2.2.

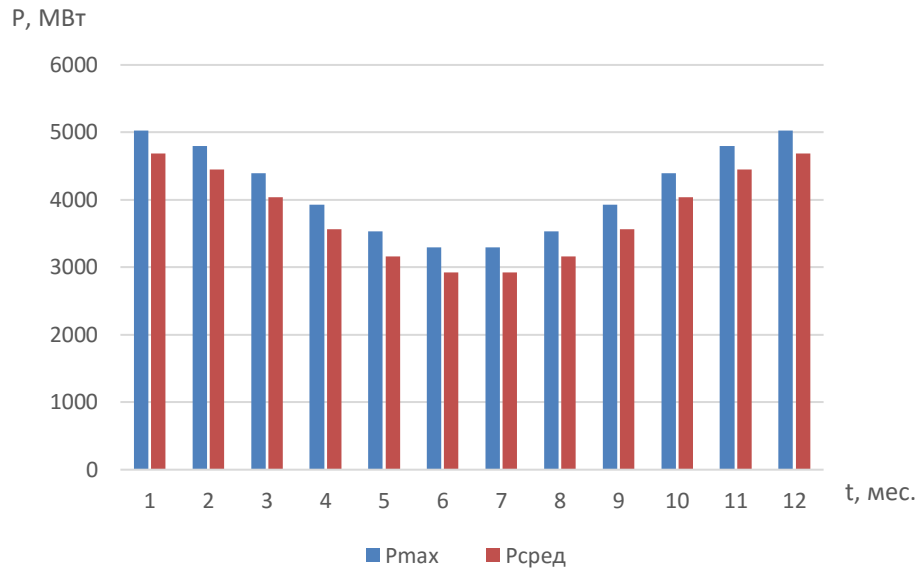


Рисунок 2.2 – График средних и максимальных мощностей

2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках дипломного проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного года вычисляется значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле (2.8):

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.8)$$

где k_N - коэффициент мощности, $k_N = 8,5$;

H - подведённый напор, м;

$Q_{\text{полез}}$ - полезный бытовой расход, м³/с.

Подведённый напор рассчитывается по формуле (2.9):

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.9)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ, м;

$Z_{\text{НБ}}$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи, м;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях, м.

Также находится мощность ГЭС с учётом требований ВХК по формуле (2.10):

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.10)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ - расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Расчёты сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Расчёт режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{быт90%} , м ³ /с	21	13	10	107	1208	1230	1606	1075	741	505	123	53
Q _{вхк} , м ³ /с	300	300	300	550	550	550	550	550	550	300	300	300
Q _{фильтр} , м ³ /с	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Q _{испарен} , м ³ /с	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0
Q _{лед} , м ³ /с	1	1	0	-2	-2	0	0	0	0	0	1	1
Q _{сум.пот.} , м ³ /с	3	3	2	0	1	3	3	3	3	2	3	3
Q _{пол.быт} , м ³ /с	18	10	8	107	1207	1227	1603	1072	738	503	120	50
Z _{вб} , м	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810
Z _{нб} , м	758,2	758,1	758,1	759,1	764,2	764,3	765,5	763,7	762,4	761,4	758,2	758,1
N _{пол} , м	51,3	51,4	51,4	50,4	45,3	45,2	44,1	45,8	47,1	48,1	51,3	51,4
N _{водот(быт)} , МВт	8	4	4	46	465	472	600	417	295	206	52	22
Z _{вб(вхк)} , м	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810	810
Z _{нб(вхк)} , м	760,6	760,6	760,4	760,4	761,6	761,6	761,6	761,6	761,6	760,4	760,6	760,6
N _(вхк) , м	48,9	48,9	49,1	49,1	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	49,1	48,9	48,9
N _(вхк) , МВт	125	125	125	224	224	224	224	224	224	125	125	125

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку и работы ГЭС по ВХК представлено в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Сравнение режимов работы по $N_{\text{быт}}$ и $N_{\text{вхк}}$

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	сумма
$N_{\text{разн}}$	-117	-120	-122	-178	241	248	376	193	72	81	-72	-103	499

Из таблицы видно, что сработку нужно начинать с 11-ого месяца.

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которая распределяется в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле (2.11):

$$N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}} = 499 \text{ МВт.} \quad (2.11)$$

При заданной водной обеспеченности сильно падает напор и водохранилище не наполняется до НПУ. Поэтому мощность понижается до максимально возможной при водно-энергетическом расчёте.

Данные для построения годового графика мощностей приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	Рср, МВт	Нсущ.гэс, МВт	Нбыт, МВт	Нвхк, МВт
1	4685	1508	8	125
2	4449	1425	4	125
3	4040	1282	4	125
4	3567	1548	46	224
5	3158	1348	465	224
6	2922	1233	472	224
7	2922	1233	600	224
8	3158	1348	417	224
9	3567	1548	295	224
10	4040	1282	206	125
11	4449	1425	52	125
12	4685	1508	22	125

Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей приведен на рисунке 2.3. На данном рисунке красным цветом показана гарантированная мощность Селемджинской ГЭС.

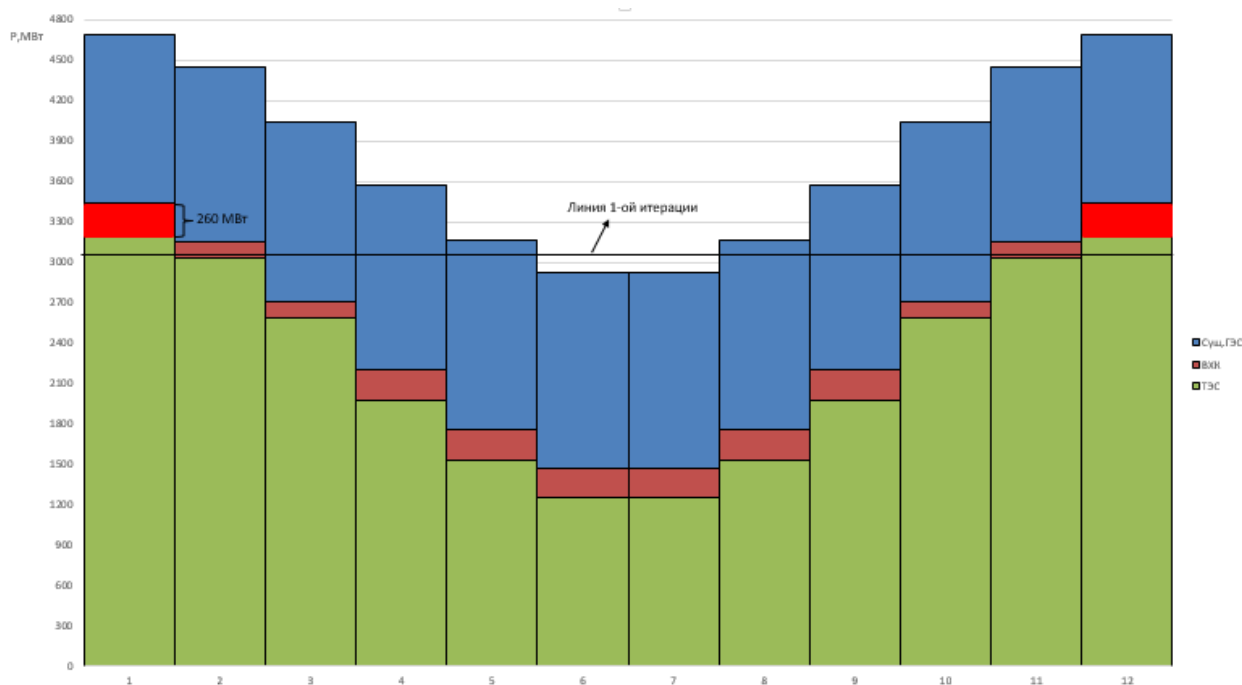


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС

Главная задача водно-энергетических расчётов - определение гарантированных мощностей для каждого месяца, минимального уровня сработки водохранилища (отметки УМО), среднесуточной выработки. Также на основе данного расчёта происходит определение установленной мощности проектируемой станции.

При расчёте соблюдаются следующие условия:

-обеспечение минимума холостых сбросов в средневодном году;
 -диапазон колебаний напоров на ГЭС не должен превышать 30-50% $H_{max}^{подв}$
 (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС).

Расчёт начинается с момента, когда водохранилище наполнено, то есть, с отметки НПУ=810 м.

Сработка средневодного года производится двумя способами:

а) Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году;

б) Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимается тот способ, в котором больше среднемноголетняя выработка электроэнергии. Сработка за маловодный и средневодные годы представлена в приложении. (Приложение А, таблица А.1, А.2, А.3).

Выработка в средневодном году при сработке по мощностям равна 1,75 млрд. кВт·ч. При сработке по отметкам - 1,73 млрд. кВт·ч., следовательно, сработка будет осуществляться по первому способу.

График сработки-наполнения водохранилища за маловодный и средневодный года представлен на рисунке 2.4.

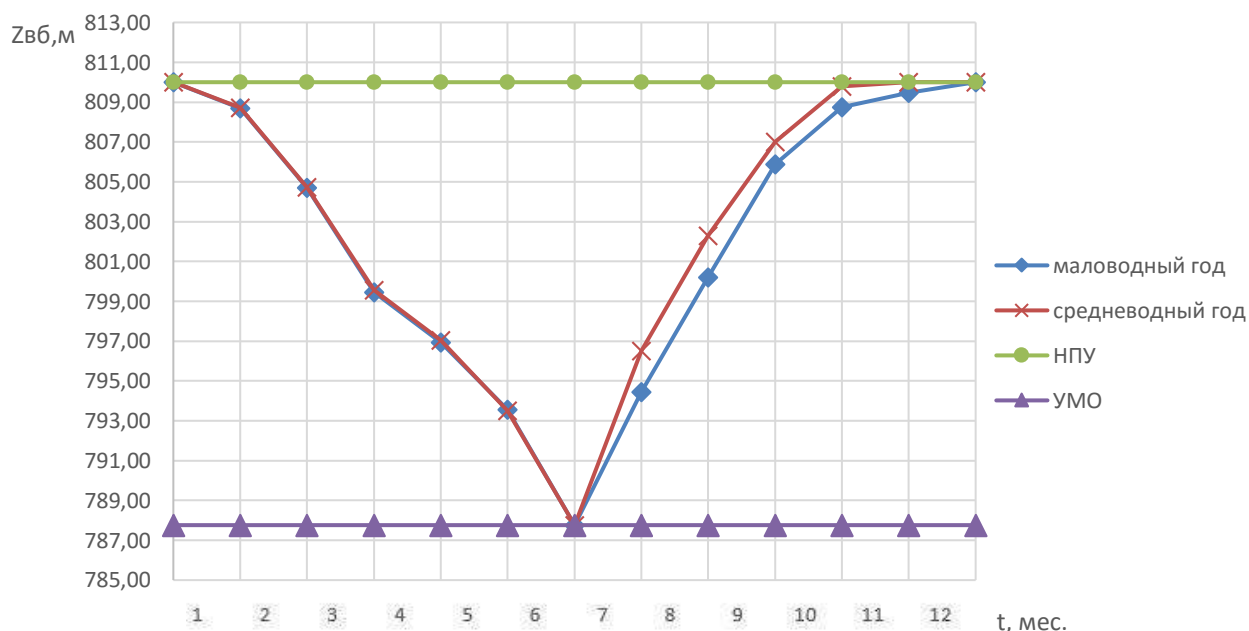


Рисунок 2.4 – График сработки и наполнения водохранилища

2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций: Зейской ГЭС и Бурейской ГЭС и проектируемой Селемджинской ГЭС. Выработку существующих ГЭС находится на сайте системного оператора [3]. Проектируемая станция

вписывается в график суточных нагрузок. Чтобы вписать проектируемую ГЭС, Бурейская ГЭС разделяется на 2 части, и между двумя частями вписывается Селемджинская ГЭС.

Проектируемая ГЭС в часы зимних нагрузок работает с $N_{\text{раб}}=276\text{МВт}$, а в часы летних нагрузок - $N_{\text{раб}}=200\text{МВт}$.

При составлении баланса мощности энергосистемы учитывается, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 1,5% от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС. Аварийный будет размещен как на ГЭС, так и на ТЭС. Установленная мощность ГЭС представляется в виде суммы по формуле (2.12):

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.12)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 280\text{МВт}.$$

Установленная мощность ТЭС представляется суммой по формуле (2.13):

$$N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{а.р.}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{н.р.}}^{\text{ТЭС}} \quad (2.13)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учётом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС по формуле (2.14):

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} = \frac{3340}{12} = 278\text{МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.14)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС по формуле (2.15):

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} = \frac{280}{8} = 35\text{МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.15)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС планируется, исходя из расчёта остановки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года. Находится по формуле (2.16).

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 1114\text{МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.16)$$

Баланс мощности представлен на рисунке 2.5.

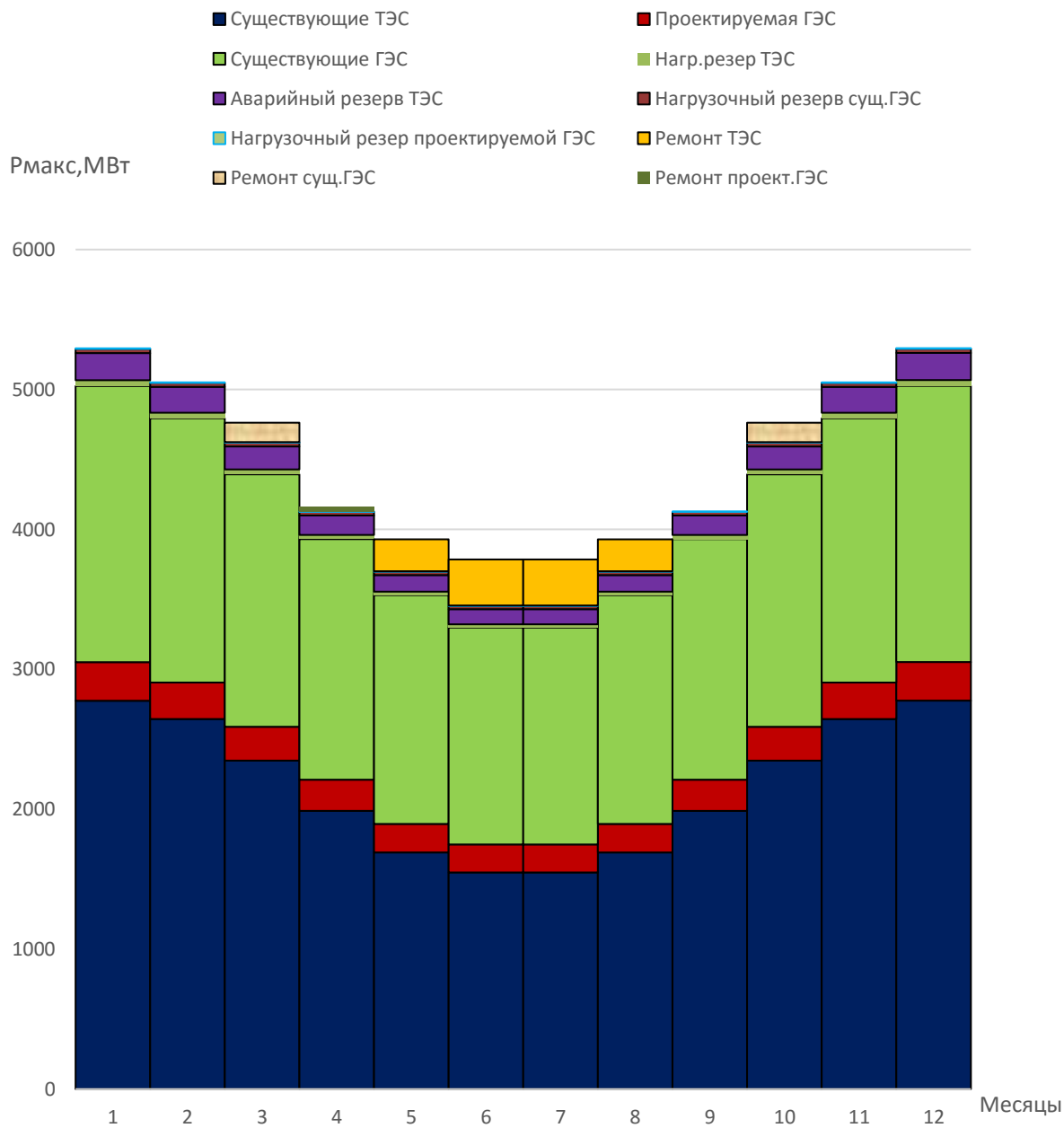


Рисунок 2.5 – Баланс мощности энергосистемы

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по формуле (3.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ - отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 810$ м, для линии расчётного напора $\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 802,1$ м, для нижней границы $\nabla ВБ = \nabla УМО = 788$ м;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$ - отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода в нём, м;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях, м.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного пуска:

$$Q_{min} = 300 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.2)$$

Уравнение линии ограничения по расчётной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.3)$$

где $N_{уст} = 280$ Мвт - установленная мощность Селемджинской ГЭС;

$k_N = 8,5$ - коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ - напор на ГЭС, который выбирается произвольно, м.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (3.4)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ - максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора, м³/с;

H_p - расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора, м.

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи НБ для зимы и лета		Напорные характеристики			Линии ограничения по расчёту установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб, м³/с	Zнб, м	Ннпу, м	Нумо, м	Нзвб1, м	Н, м	Q, м³/с	Н, м	Q, м³/с
1823	767,00	42,53	21	35,08	47	701	38,8	849
1553	766,01	43,52	22	36,06	46,9	702	38,6	847
1283	764,97	44,56	23	37,10	46	716	37,6	836
1036	764,03	45,50	24	38,04	44	749	36,6	825
790	762,99	46,54	25	39,08	42	784	35,6	813
568	761,97	47,56	26	40,10	40	824	34,6	802
373	761,02	48,51	27	41,06	39,9	826	33,6	790
207	760,03	49,50	28	42,04	39,8	828	31,6	766
79	758,94	50,59	29	43,13	38,8	849	25,3	686
2	758,03	51,50	30	44,05				

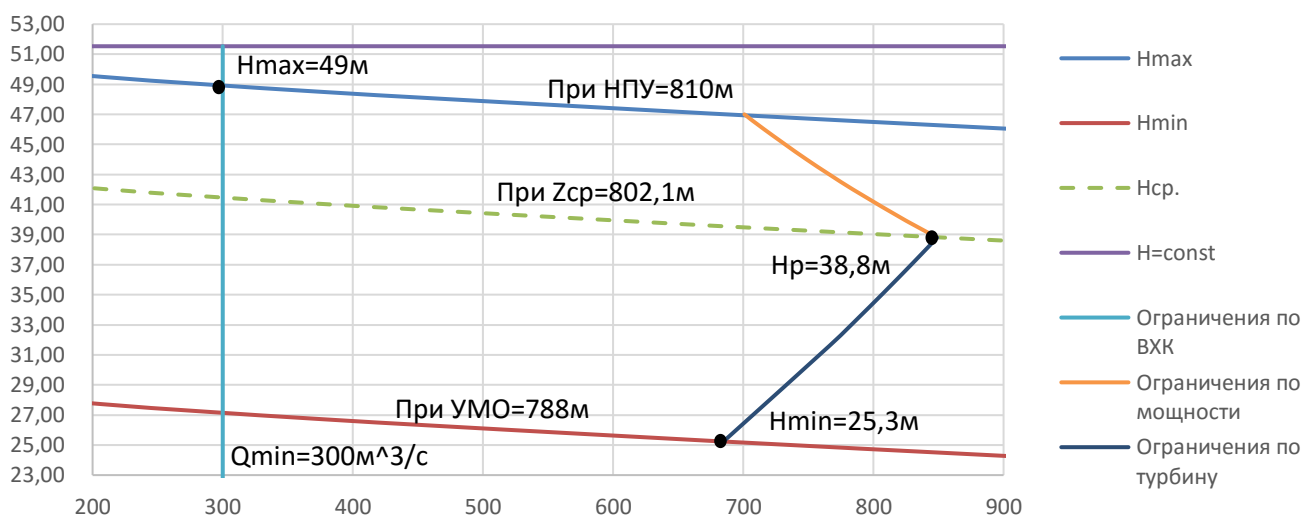


Рисунок 3.1 – Режимное поле Селемджинской ГЭС

Из построенного режимного поля определяется:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 49 \text{ м.} \quad (3.5)$$

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 38,8 \text{ м.} \quad (3.7)$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 25,3 \text{ м.} \quad (3.8)$$

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору так, чтобы значение $H_{max}=49\text{м}$ было близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Для данного максимального напора подобраны следующие реактивные гидротурбины:

- Поворотно-лопастная ПЛ 50-В;
- Поворотно-лопастная диагональная ПЛД 50-В.

Параметры моделей данных гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ 50-В	ПЛД 50-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	50	50
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведённая частота вращения	$n'_{1 opt}, \text{ об/мин}$	116	113
Оптимальный приведённый расход	$Q_{1 opt}, \text{ л/с}$	1000	1100
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,916	0,91
Приведённый максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{ л/с}$	1500	1650
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,6	0,6
Приведённый диаметр рабочего колеса	$D_{1 м}, \text{ м}$	0,46	0,35
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{ м}$	12	5
Температура	$t_{мод}, \text{ }^\circ\text{C}$	21	16
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	0,988	1,114

На главных универсальных характеристиках турбин намечаются расчётные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$(Q'_{(p1)} = 1,52 \text{ м}^3/\text{с}, \eta'_{(p1)} = 0,888$ - для ПЛ 50-В, $Q'_{(p1)} = 1,7 \text{ м}^3/\text{с}, \eta'_{(p1)} = 0,862$ - для ПЛД 50-В).

Для выбора оптимального рабочего колеса выполняются основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблице 3.3 и в таблице 3.4 для ПЛ 50-В и ПЛД 50-В соответственно.

КПД натурной турбины η_T определяется по формуле (3.9):

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.9)$$

где $\eta_{(p1)}$, D_{1M} , H_M - КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1 , H_p - диаметр и расчётный напор натурной турбины;

v_H , v_M - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий t_H и t_M ;

ε - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon=0,75$).

Коэффициент полезного действия гидрогенератора принимается:

$$\eta_{г.ср.}=0,97.$$

Мощность одного агрегата определяется по формуле (3.10):

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{г.ср.}, \quad (3.10)$$

где $Q'_{(p1)}$ - приведённый расход в расчётной точке;

$\eta_{г.ср.}$ - средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов по формуле (3.11):

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.11)$$

где $N_{уст} = 280$ МВт - расчётная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

Частота вращения турбины определяется по формуле (3.12):

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.12)$$

где n'_{I_p} - приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке. Берётся из таблицы 3.2;

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели в расчётной точке.

По полученной синхронной частоте вращения принимается ближайшее большее стандартное значение.

Для каждого выбранного диаметра наносятся линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины: H_{max} , H_p и H_{min} , которые рассчитываются по формулам (3.13)-(3.15):

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.13)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}, \quad (3.14)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}. \quad (3.15)$$

Рассчитывается произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД по формуле (3.16):

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta \cdot H_p)^{1,5}}. \quad (3.16)$$

При этом правая часть задаётся параметрами выбранной турбины и поэтому не изменяется, поэтому для нахождения расчётной точки, на линии n'_{I_p} подбираются такие Q'_I и η_T , произведение которых соответствовало равенству.

Определив расчётную точку, выполняется перерасчёт режимного поля на универсальную характеристику турбины.

Верхняя и нижняя граница режимного поля - это линии приведённой частоты вращения, соответствующие максимальному и минимальному напору.

Левая граница режимного поля - линия ограничения по минимальному расходу, которая пересчитывается в координаты универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле (3.17):

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.17)$$

где Q_{min} - минимальный расход через станцию.

Таблица 3.3 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ 50-В

D_1 , м	4	5	6	7,5
η_T	0,92	0,92	0,925	0,927
$N'_{арр}$, кВт	51514	80684	116405	182287

Окончание таблицы 3.3

Z_a	5,435	3,470	2,405	1,536
Z_a	6	4	3	2
$N_{арр}, кВт$	46667	70000	93333	140000
Δ_1	1,0372	1,0397	1,0417	1,0440
n'_c	184,0	147,4	122,9	98,4
n_c	187,5	150	125	100
n'_{Hmin}	105,2	105,1	105,0	104,9
$n'_{Hрасч}$	118,2	118,1	118,0	117,8
n'_{Hmax}	146,4	146,2	146,1	145,9
$Q'_1 \cdot \eta_T$	1,165	1,114	1,029	0,984
$Q'_1 \cdot \eta_T$ при H_{max}	0,821	0,785	0,725	0,693
$Q_{min} H_{max}$	0,92	0,56	0,58	0,37
$Q_{max} H_{min}$	0,66	0,78	0,81	0,52

Таблица 3.4 – Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений $D1$ гидротурбины ПЛД 50-В

$D1, м$	3,15	3,75	4,5	5,3
D_T	0,91	0,91	0,914	0,915
$N'_{арр}, кВт$	35295	50126	72334	100522
Z'_a	7,933	5,586	3,871	2,785
Z_a	8	6	4	3
$N_{арр}, кВт$	35000	46667	70000	93333
Δ_1	1,0555	1,0577	1,0599	1,0619
n'_c	229,6	193,0	161,0	136,9
n_c	230,8	200	166,7	142,8
n'_{Hmin}	101,1	104,2	104,1	104,9
$n'_{Hрасч}$	113,6	117,1	117,0	117,9
n'_{Hmax}	140,7	145,0	144,9	146,0
$Q'_1 \cdot \eta_T$	1,372	1,287	1,336	1,281
$Q'_1 \cdot \eta_T$ при H_{max}	0,967	0,907	0,941	0,902
$Q_{min} H_{max}$	0,70	0,41	0,74	0,43
$Q_{max} H_{min}$	0,98	0,58	1,03	0,60

Анализируя характеристики, представленные в приложении (Приложение Б, рисунок Б.1, Б.2), на данном этапе, можно прийти к выводу, что в дальнейшем будут рассматриваться турбины ПЛ 50-В диаметром 6 и 7,5 м, а также ПЛД 50-В диаметром 3,75 и 5,3 м.

3.3 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины

Исходя из условия безкавитационной работы гидротурбины, необходимо определить допустимую отметку расположения рабочего колеса.

Расчётное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного

оборудования. Расчёт производится по формуле (3.18):

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.18)$$

где $Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$ - отметка уровня воды в НБ при $Q_{н.б.}$, соответствующим расчётному значению высоты отсасывания H_s , м.

Высота отсасывания рассчитывается для трёх наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующими наибольшего заглубления рабочего колеса:

- а) Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
- б) Работа одного агрегата с расчётной мощностью и $H_{расч}$;
- в) Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания определяется по формуле (3.19):

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.}, \quad (3.19)$$

где $B=10,33$ м вод. ст. - барометрическое давление;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ - отметка НБ при данном расходе, м;

1,5 - конструктивный запас;

σ - коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчётных условий;

$Z_{х.пл.}$ - разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ равна 0, для ПЛД определяется по формуле (3.20):

$$Z_{х.плд.} = \frac{B_0}{2}, \quad (3.20)$$

где B_0 - высота направляющего аппарата натурной гидротурбины, для ПЛД 50-В диаметром $D_1=5,3$ м равна:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 5,3 = 1,99. \quad (3.21)$$

Расчёты всех выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
ПЛ 50-В-600	6,0	3	125	93	-0,25	-4,04	2,17
ПЛ 50-В-750	7,5	2	100	140	0,64	-1,72	3,05
ПЛД 50-375	3,75	6	193	46,7	-1,85	-8,38	0,34
ПЛД 50-530	5,3	3	142,8	93	-1,56	-7,71	0,63

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимается к установке гидротурбина ПЛ 50-В-600, так как её высота отсасывания

соответствует допустимой.

Определяется отметка расположения рабочего колеса, которая рассчитывается для самого неблагоприятного случая, то есть $H_s = -4,04$ м. Для этого случая $Z_{НБ} = 760,44$. Тогда заглубление по формуле (3.18):

$$\nabla Z_{р.к.} = 760,44 + (-4,04) = 756,44 \text{ м.}$$

Такая отметка расположения рабочего колеса обеспечит безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчётному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная полная мощность гидрогенератора по формуле (3.22):

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.22)$$

где $\cos\varphi$ - коэффициент мощности, который принимается в пределах от 0,81 до 0,9.

$$S_{\text{ном}} = \frac{93}{0,85} = 109,4 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{125} = 48. \quad (3.23)$$

По каталогу ОАО «Силовые машины» выбирается гидрогенератор СВ-1130/140-48.

Вес ротора этого гидроагрегата равен 380 тонн. Поэтому в машинном зале принимается один мостовой кран КМ 400/100/20 грузоподъёмностью 400 тонн.

3.5 Заглубление водозабора на величину воронкообразования

Средняя скорость воды в водоводе по формуле (3.24):

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 209,9}{3,14 \cdot 9,6^2} = 2,9 \text{ м/с}, \quad (3.24)$$

где $Q = 209,9$ м³/с - расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью;

$D=9,6\text{м}$ - диаметр водовода.

Минимальная разность отметки УМО и верхней кромки водовода определяется по формуле (3.25):

$$H_{\text{кр}} = 0,5 \cdot D \cdot \left(\frac{v}{\sqrt{g \cdot D}}\right)^{0,55} = 0,5 \cdot 9,6 \cdot \left(\frac{2,9}{\sqrt{9,81 \cdot 9,6}}\right)^{0,55} = 2,47\text{м}. \quad (3.25)$$

3.6 Расчёт вала на прочность

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Расчёт вала на прочность производится с учётом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительно наружный диаметр вала находится по формуле (3.26):

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{\text{кр}}}{\tau_{\text{доп}}}\right)^{0,33}, \quad (3.26)$$

где $\tau_{\text{доп}} = 30 \div 35$ МПа.

Принимаем $\tau_{\text{доп}} = 30$ МПа. Крутящий момент $M_{\text{кр}}$ определяется по формуле (3.27):

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 93333}{125} = 7,27 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.27)$$

По формуле (3.26):

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 7,27}{30}\right)^{0,33} = 1,2 \text{ м}.$$

Окончательно принимается диаметр вала 1,2 метра.

3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса.

По номограмме [5] для турбины ПЛ 50-В определяется тип маслонапорной установки: МНУ 12,5/1-40-12,5-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 12,5/1-40 вместимостью 12,5 м³, состоящим из 2 сосудов на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслонасосным агрегатом МА 12,5-2, имеющим сливной бак вместимостью 12,5 м³ с 2 насосами.

Электрогидравлический регулятор выбирается типа ЭГРК–МП–100–4.

Электрогидравлический регулятор на микропроцессорах с главным золотником диаметра 100 мм.

3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала

По рекомендациям, исходя из диаметра шахты гидроагрегата, которая равна 8,4 метра, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учётом размещения вспомогательного оборудования ширину машинного зала принимается равной 28 метрам.

Ширина монтажной площадки принимается равной 30 метрам. При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров.

Для приплотинных заданий ГЭС длина блока определяется по формуле (3.28):

$$B_{\text{бл}} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 6 = 24 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Длина машинного зала находится по формуле (3.29):

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{агр}} + B_{\text{м.п.}} = 24 \cdot 3 + 30 = 102 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Высота машинного зала из условия проноса наиболее крупного монтажного узла принимается $H_{\text{мз}}=10$ метров.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

- а) надёжность и безотказность в работе;
- б) манёвренность схемы т.е. возможность лёгкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении станции, ремонтпригодность;
- в) простота и наглядность;
- г) экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.

Главная электрическая схема Селемджинской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надёжности, манёвренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надёжности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций.

В энергосистеме Востока присутствуют подстанции 500 кВ, 220 кВ, 110 кВ. По карте-схеме размещения линий электропередач ближайшей к проектируемой ГЭС является подстанция «Рудная» 220 кВ.

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается РУ.

В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупнённые блоки с несколькими генераторами, присоединёнными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. На генераторном напряжении для питания собственных нужд выполняются ответвления.

Применение укрупнённых блоков возможно только в том случае, когда общая мощность одного такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в ЭС (аварийный резерв). Проверка осуществляется по формулам (4.1), (4.2).

$$P_{\text{бл}} = 2 \cdot P_{\Gamma} = 2 \cdot 93,3 = 186,6 \text{ МВт}; \quad (4.1)$$

$$P_{\text{рез}} = S_{\text{рез}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} = 250 \cdot 0,85 = 212,5 \text{ МВт}. \quad (4.2)$$

Из (4.1) и (4.2) видно, что применение укрупнённых блоков в структурной схеме возможно.

Для рассмотрения принимаются две схемы «1Т - 1Г» и «1Т - 2Г, 1Т - 1Г», представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

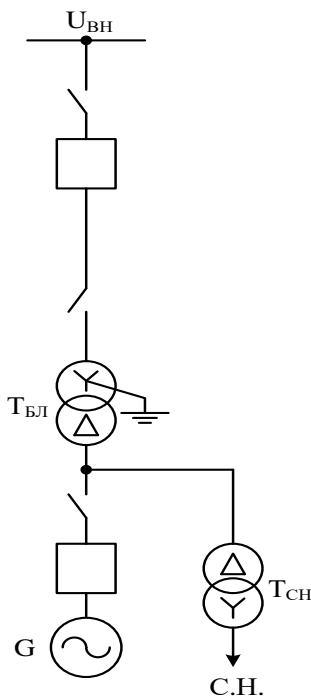


Рисунок 4.1 – Структурная схема простого блока

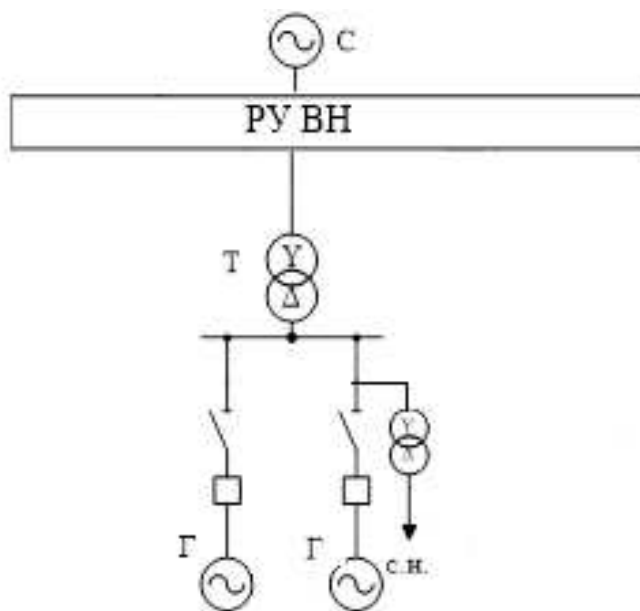


Рисунок 4.2 – Структурная схема укрупнённого блока

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учётом обеспечения её надёжности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

Электрическая схема СН Селемджинской ГЭС выполнена с двумя напряжениями 6 и 0,4 кВ.

Согласно стандарту [19] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Селемджинской ГЭС в качестве источников питания приняты:

- от подстанции «Златоустовская» 35 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

4.2 Выбор типа блоков ГЭС

4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд. Расчётная мощность трансформатора определяется по формуле (4.3):

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{93,3 - 3,4}{0,85} = 108,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

где $P_{\text{с.н.}}$ - активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" [11] выбираются трансформаторы ТДЦ-125000/220. Данные по трансформатору приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Данные трансформатора ТДЦ-125000/220

$S_{\text{ном}}, \text{ МВт}$	$U_{\text{н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	13,8	11	380	90	0,55

Время максимальных потерь τ рассчитывается по формуле (4.4):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760, \quad (4.4)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6072}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4684 \text{ ч/год.}$$

Время работы блока в течение года рассчитывается по формуле (4.5):

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.5)$$

где $\mu=1$ - частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{пл}=32$ - время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega=0,03$ - параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{в}=70$ - среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

Данные величины приняты по материалам ОАО «Фирма ОРГРЭС».

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8726 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8726 = 785,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.6)$$

где n_T - число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{Т ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{108,4}{125} \right)^2 \cdot 4684 = 1339,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.7)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{пот} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H), \quad (4.8)$$

где $\beta_1=3,4$ - поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам.

$$I_{пот} = 3,4 \cdot (785,3 + 1339,6) = 7224,8 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для трёх блоков:

$$I_{пот1}^{220} = 3 \cdot 7224,8 = 21674,4 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупнёнными блоками

В данной схеме используется один трансформатор из предыдущего выбора ТДЦ 125000/220, а другой-трансформатор блока.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{расч} = \frac{2 \cdot (P_{Г ном} - P_{с.н.})}{\cos \varphi_{Г}} = \frac{2 \cdot (93,3 - 3,4)}{0,85} = 216,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.9)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" [11] выбираются трансформаторы ТДЦ-225000/220. Данные по трансформатору приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Данные трансформатора ТДЦ-225000/330

$S_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
225	242	13,8	11	530	110	0,4

Время максимальных потерь по формуле (4.4):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6072}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4684 \text{ ч/год.}$$

Время работы блока в течение года находится по формуле (4.5):

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8726 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе по формуле (4.6):

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,11 \cdot 8726 = 959,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где $n_{\text{т}}$ - число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе по (4.7):

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,53}{1} \cdot \left(\frac{216,9}{225}\right)^2 \cdot 4684 = 2306,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора по формуле (4.8):

$$I_{\text{пот}} = 3,4 \cdot (959,8 + 2306,7) = 11106,2 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для одного укрупненного и одного простого блоков:

$$I_{\text{пот2}}^{220} = 11106,2 + 7224,8 = 18331 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1,2% от $S_{\text{Г ном}}$ и определяется по формуле (4.10):

$$S_{\text{с.н.}} = 0,012 \cdot S_{\text{Г ном}}, \quad (4.10)$$

$$S_{с.н.} = 0,012 \cdot 109,8 = 3,953 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

По каталогу АО «Уралэлектротяжмаш» выбираются трансформаторы ТСЗ-2500/13,8 УХЛ-1 в количестве 2.

Трансформатор трёхфазный, сухой, охлаждение естественное воздушное при защищённом исполнении.

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность РУ определяется по формуле (4.11):

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{сн}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right), \quad (4.11)$$

$$S_{\Sigma} = 3 \cdot \left(\frac{93,3 - 3,36}{0,85} \right) = 317,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь ВЛ 220 кВ:

$$P_{перед.} = 135 \text{ МВт},$$

$$S_{перед.} = \frac{P_{перед.}}{\cos\varphi_{\Gamma}}, \quad (4.12)$$

$$S_{перед.} = \frac{135}{0,85} = 158,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число линий по формуле (4.13):

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{перед.} \cdot k}, \quad (4.13)$$

$$n_{л} = \frac{317,4}{158,8 \cdot 1,2} = 1,67.$$

Принимается число воздушных линий $n_{л} = 2 + 1 = 3$.

Рабочий ток ВЛ 220 кВ определяется по формуле (4.14):

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (4.14)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{317,4}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,28 \text{ кА.}$$

Расчётный ток ВЛ 220кВ по формуле (4.15):

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}}, \quad (4.15)$$

где $\alpha_i = 1,05$ - коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_T = 1,1$ - коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

$$I_{\text{расч}} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 280 = 323,4 \text{ А.}$$

По величине расчётного тока в соответствие с ПУЭ [16] выбираем провод АС-240/40 [18]. Параметры провода приведены в таблице 4.3.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А.}$

Таблица 4.3 - Параметры провода марки АС-240/40

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км
1	0,13	0,39

Проверка провода по нагреву производится по формуле (4.16):

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.16)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{317,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,42 \text{ кА.}$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

а) ремонт выключателей 150 кВ и выше производится без отключения присоединений;

б) воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;

в) трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;

г) автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;

д) отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;

е) при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ - не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-220 кВ в первом варианте-6:

- 3 ВЛ 220 кВ;

- 3 блока.

Во втором варианте-5:

- 3 ВЛ 220 кВ;

- 2 блока.

В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", применяем схему с двумя рабочими системами шин и обходной.

Схема выдачи мощности Селемджинской ГЭС в общем виде представлена на рисунке 4.3.

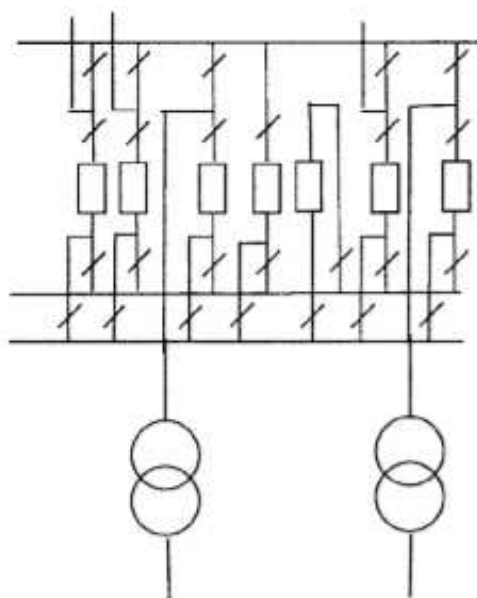


Рисунок 4.3 – Структурная схема выдачи мощности Селемджинской ГЭС

4.4 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются только количеством блочных трансформаторов.

Капитальные затраты определяются по формуле (4.17):

$$K_i = K_T + K_{ОРУ} + K_{ТСН}, \quad (4.17)$$

где $K_{ОРУ}$ - расчётная стоимость ОРУ,

$$K_{ОРУ}^{220} = 360000 \text{ тыс. руб. - (1 вариант);}$$

$$K_{ОРУ}^{220} = 315000 \text{ тыс. руб. - (2 вариант);}$$

K_T - расчётная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора единичного (укрупнённого) блока,

$$K_T^{220} = 270000 \text{ тыс. руб. - (1 вариант);}$$

$$K_T^{220} = 300000 \text{ тыс. руб. - (2 вариант);}$$

$K_{ТСН}$ - расчётная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора собственных нужд блока,

$$K_{ТСН} = 3600 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, для 1 варианта:

$$K_1^{220} = (360000 + 270000 + 3600) = 633600 \text{ тыс. руб.}$$

Для 2 варианта:

$$K_2^{220} = (315000 + 300000 + 3600) = 618600 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные годовые издержки по вариантам составят:

1 вариант:

$$I_1 = 0,084 \cdot K_1 + I_{\text{пот}1}^{220}, \quad (4.18)$$

$$I_1 = 0,084 \cdot 633600 + 21674,4 = 74896,8 \text{ тыс. руб./год.}$$

2 вариант:

$$I_2 = 0,084 \cdot K_2 + I_{\text{пот}2}^{220}, \quad (4.19)$$

$$I_2 = 0,084 \cdot 618600 + 18331 = 70293,4 \text{ тыс. руб./год.}$$

Приведённые затраты рассчитываются по формуле (4.20):

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.20)$$

где E_n - нормальный коэффициент. Принимается равным $E_n = 0,15$.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 633600 + 74896,8 = 169936,8 \text{ тыс. руб./год};$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 618600 + 70293,4 = 163083,4 \text{ тыс. руб./год};$$

Разница между вариантами по формуле (4.21):

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.21)$$

$$P = \frac{169936,8 - 163083,4}{169936,8} \cdot 100\% = 4,03\%.$$

Ввиду незначительной экономической разницы между вариантами, определяющими являются фактор надёжности элементов блока и важность электростанции для потребителей электроэнергии ГЭС- золотодобывающего рудника.

В результате в качестве главной схемы ГЭС принимается схема с единичными блоками.

4.5 Расчёт токов короткого замыкания в программном комплексе «RastrWin3»

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Сопротивление генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{110} = 0,36 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_d} = \frac{0,36}{314 \cdot 0,045} = 0,03 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

где x_d'' - сверхпереходное продольное сопротивление генератора, о.е.;

$U_{\text{НОМ}}$ - номинальное напряжение генератора, кВ;

$S_{\text{НОМ}}$ - полная номинальная мощность генератора, МВ·А.

Схема для расчёта в программном комплексе представлена на рисунке 4.4

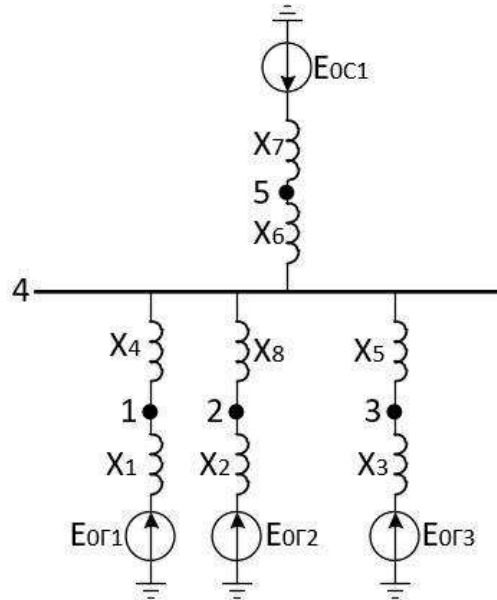


Рисунок 4.4 – Схема для расчёта в программном комплексе RastrWin

Сопротивление трансформатора:

$$x_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{Т.ВН}^2}{S_T} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

$$r_T = \Delta P_{к} \cdot \frac{U_{Т.ВН}^2}{S_T^2} = 0,380 \cdot \frac{242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

где $u_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора из таблицы 4.1, %;

$U_{Т.ВН}$ - напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора из таблицы 4.1, кВ;

S_T - полная номинальная мощность трансформатора из таблицы 4.1, МВ·А;

$P_{кз}$ - потери короткого замыкания трансформатора из таблицы 4.1, кВт.

Сопротивление воздушной линии 220 кВ:

$$x_{вл} = x_{о,уд} \cdot l = 0,39 \cdot 50 = 19,5 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

$$r_{вл} = r_{о,уд} \cdot l = 0,13 \cdot 50 = 6,5 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где l - длина линии электропередач, км.

ЭДС генераторов:

$$E_G = 1,13 \cdot U_{ном} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ}, \quad (4.28)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение генератора, кВ;

ЭДС системы: $E_c=230$ кВ.

Ниже представлены таблицы с внесёнными в ПК исходными данными (таблица 4.4– 4.6) и обработанными результатами расчёта (таблица 4.7).

Таблица 4.4 – Исходные данные по узлам

Тип0	Номер	Название	$U_{ном}, кВ$
у	1	T1-Г1	13,8
у	2	T2-Г2	13,8
у	3	T3-Г3	13,8
зак	4	РУ 220 кВ	230
зак	5	Система	230

Таблица 4.5 – Исходные данные по ветвям

Тип	tip0	$N_{нач}$	$N_{кон}$	Название	R	X	$r0$	$x0$
ЛЭП	ЛЭП	4	5	РУ 220 кВ-Система	19,5	6,5	19,5	6,5
Тр-р	Тр-р	1	4	(T1-Г1) - РУ 220 кВ	1,42	51,54		
Тр-р	Тр-р	2	4	(T2-Г2) - РУ 220 кВ	1,42	51,54		
Тр-р	Тр-р	3	4	(T3-Г3) -РУ 220 кВ	1,42	51,54		

Таблица 4.6 – Исходные данные по генераторам

№ агрегата	Название	N узла	r	x	$r2$	$X2$	$r0$	$X0$	E
1	Генератор 1	1	0,03	0,36	0,03	0,36	0,015	0,21	15,59
2	Генератор 2	2	0,03	0,36	0,03	0,36	0,015	0,21	15,59
3	Генератор 3	3	0,03	0,36	0,03	0,36	0,015	0,21	15,59
4	Система	5	0,04	0,83	0,04	0,83	0,04	0,83	230

Таблица 4.7 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

Тип КЗ	$П$	$I_{п.0}$	i_y
1ф	4	3,78	9,83
3ф	4	3,42	8,88
3ф	1	47,45	123,72

4.6 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перезагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений

могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Рабочий ток в присоединениях трансформатора находится по формуле (4.29):

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ} \cdot k_T} = 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 17,5} = 0,28 \text{ кА.} \quad (4.29)$$

Расчётный ток присоединения генераторов Г1-Г3 по формуле (4.30):

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,82 \text{ кА,} \quad (4.30)$$

где $U_{Г,НОМ}$ - номинальное напряжение на выводах генератора, кВ;

$S_{НОМ}$ - полная номинальная мощность генератора, МВ·А.

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ находится по формуле (4.31):

$$I_{раб.мах.} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{317,4}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,28 \text{ кА.} \quad (4.31)$$

Расчетный ток утяжелённого режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{раб.утж.} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{317,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,42 \text{ кА.} \quad (4.32)$$

4.7 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения

Выбран ВЭБ-220 - элегазовый баковый выключатель, с встроенным трансформатором тока. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат" [15]. Проверка выключателя представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка выключателя ВЭБ-220

Расчётные данные	Выключатель ВЭБ-220
$U_{ру} = 220 \text{ кВ}$	$U_{раб.мах} = 252 \text{ кВ}$
$I_{Г,раб.мах} = 0,42 \text{ кА}$	$I_{НОМ} = 3,15 \text{ кА}$
Проверка:	
$I_{п.0} = 3,42 \text{ кА}$	$I_{откл.НОМ} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 8,88 \text{ кА}$	
$I_{п.0} = 3,78 \text{ кА}$	
$i_y = 9,83 \text{ кА}$	
$B = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + 0,01) = 3,78^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 0,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран разъединитель РД-220. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат" [15]. Проверка разъединителя РД-220 представлены в таблице 4.9

Таблица 4.9 – Проверка разъединителя РД-220

Расчётные данные	Разъединитель РД-220
$U_{py} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{T \text{ раб.мах}} = 0,42 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1,25 \text{ кА}$
$I_{п.0} = 3,42 \text{ кА}$	$I_{терм.} = 10 \text{ кА}$
$i_y = 8,88 \text{ кА}$	$t_{терм} = 3 \text{ с}$
$I_{п.0} = 3,78 \text{ кА}$	$I_{дин.ст.} = 80 \text{ кА}$
$i_y = 9,83 \text{ кА}$	
$B = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + 0,01) = 3,78^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 0,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор тока ТВ-220. Производитель Уралэлектротражмаш. Проверка трансформатора тока ТВ-220 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора тока ТВ-220

Расчётные данные	Трансформатор тока ТВГ - 220
$U_{py} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{T \text{ раб.мах}} = 0,42 \text{ кА}$	$I_{1ном} = 1,0 \text{ кА}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$
Проверка	
$I_{п.0} = 3,42 \text{ кА}$	$I_{терм.} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 8,88 \text{ кА}$	
$I_{п.0} = 3,78 \text{ кА}$	$t_{терм} = 3 \text{ с}$
$i_y = 9,83 \text{ кА}$	
$B = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + 0,01) = 3,78^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 0,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНГ - 220. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат" [15]. Параметры трансформатора напряжения ЗНГ-220 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Выбор трансформатора напряжения ЗНГ - 220

$U_{1ном}, \text{кВ}$	$U_{2ном}, \text{кВ}$
$220/\sqrt{3}$	$0,1/\sqrt{3}$

Исходя из ПУЭ [16], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПН-220 УХЛ-1. Производитель ООО «Разряд - М».

Выбран высокочастотный заградитель исходя из тока рабочего утяжелённого режима - ВЗ-1250-0,5.

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

Выбран ВГГ-20 - генераторный элегазовый выключатель, компании "Высоковольтный союз". Проверка выключателя ВГГ-20 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка выключателя ВГГ-20

Расчётные данные	Выключатель ВГГ-20
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{п.0}} = 47,45 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кА}$
$i_{\gamma} = 123,72 \text{ кА}$	
	$I_{\text{НОМ.откл}} = 90 \text{ кА}$
	$I_{\text{дин.ст.}} = 161 \text{ кА}$
	$I_{\text{терм.}} = 90 \text{ кА}$
	$t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$
$B = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 47,45^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 90,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран разъединитель РЛК-15. Производитель ЗАО "Электроцит - Самара". Проверка разъединителя РЛК-15 представлена в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Проверка разъединителя РЛК-15

Расчётные данные	Разъединитель РЛК-15
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{п.0}} = 47,45 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 6,3 \text{ кА}$
$i_{\gamma} = 123,72 \text{ кА}$	
	$I_{\text{дин.ст.}} = 125 \text{ кА}$
	$I_{\text{терм.}} = 10 \text{ кА}$
	$t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$
$B = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 47,45^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 90,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор тока ТШЛ-20. Производитель ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока". Проверка трансформатора тока ТШЛ-20 представлена в таблице 4.14.

Таблица 4.14 - Выбор и проверка трансформатора тока ТШЛ-20

Расчётные данные	Трансформатор тока ТШЛ-20
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{п.0}} = 47,45 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 5000 \text{ А}$
$i_{\gamma} = 123,72 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.}} = 120 \text{ кА}$
$B = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 47,45^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 90,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 120^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20. Производитель ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока". Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 - Выбор и проверка трансформатора напряжения ЗНОЛ-20

$U_{1ном}, \text{кВ}$	$U_{2ном}, \text{В}$
$20/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$

Исходя из ПУЭ [16], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 13,8 кВ блочного трансформатора выбран ОПН-15/680/17,5 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат» [17].

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ» (г. Москва), микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ.

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ ромсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трёхфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно - предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Были рассмотрены защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов, ОРУ и ЛЭП.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, а параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1130/140-48
мощность номинальная	полная, МВ·А	110
	активная, МВт	93,3
номинальное напряжение, кВ		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		125
число фаз обмотки статора (число параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора, кА		4,59
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1300
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		191
индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.	синхронное X_d	0,91
	переходное $X'd$	0,26
	сверхпереходное $X''d$	0,21
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2 , о.е.		0,22
емкость обмотки статора, о.е.		0,91

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-125000/220
мощность номинальная, МВ·А	125
номинальное напряжение (ВН), кВ	242
номинальное напряжение (НН), кВ	13,8
напряжение короткого замыкания, %	11
группа соединений (НН/ВН)	$\Delta/Y0$

5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{P_{\text{НОМ}} / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{93,3 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4592,2 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{4592,2 \cdot 1}{5000/5} = 4,59 \text{ А.} \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{93,3 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 220} = 288,06 \text{ А.}$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{288,06 \cdot \sqrt{3}}{1000/5} = 2,49 \text{ А.}$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ были приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – 1130/140-48 – 110 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора (От однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора);
- Защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения при сбросах нагрузки);
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;

- Защита от перегрузки обмотки ротора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от длительной форсировки;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции сети 13,8 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты ОРУ 220кВ:

- Продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ;
- АПВ (с контролем отсутствия напряжения).

Противоаварийная автоматика:

- Автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ);
- Автоматическая ликвидация асинхронных режимов (АЛАР);
- Автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ);
- Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН).

Защиты воздушных линий 220кВ:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

– УРОВ 220 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 13,8 кВ;
- МТЗ на стороне 6 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН.

5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно–производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объёма защищаемого оборудования и различных режимов его работы

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

5.5 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

Защита выполняется трёхфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср0}$ выбирается с учётом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{нб(н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформатора тока.
 Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(НН)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.4)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ - коэффициент надежности.
 Уставка принимается $I_{\text{ср0}} = 0,16 \cdot I_{\text{Н}}$.

2) Коэффициент торможения K_{T} определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_{T} выбирается с учётом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трёхфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.5)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ - коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформатора тока;

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{\text{МАКС}}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трёхфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E'_G}{X_d} \cdot I_{\text{Н}} = 5,38 I_{\text{Н}}. \quad (5.6)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса по формуле (5.5):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5,38 \cdot I_{\text{Н}} = 0,54 I_{\text{Н}}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.7)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ - коэффициент надежности;

$I_{\text{T}} = I_{\text{МАКС}}$.

$$K_{\text{T}} > \frac{0,54 I_{\text{Н}} \cdot 2}{5,38 I_{\text{Н}}} = 0,20.$$

Уставка принимается $K_{\text{T}} = 0,3$.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53. \quad (5.8)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53. \quad (5.9)$$

Типовое значение уставки принимается $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

5) Для обеспечения надёжной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{отс} = 2 \dots 12I_H$.

Уставка принимается $I_{отс} = 6I_H$.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

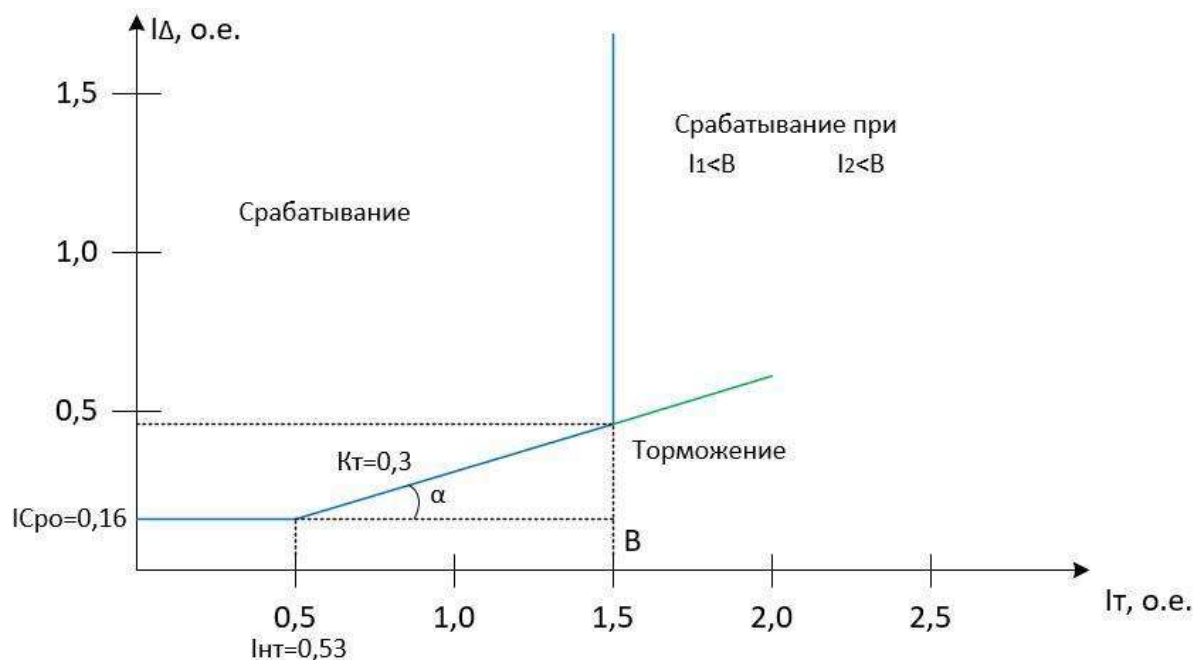


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, остановку турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1-й орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

2-й орган (U_{03}) реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

U_{03} включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

1) Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$ представлена на рисунке 5.2

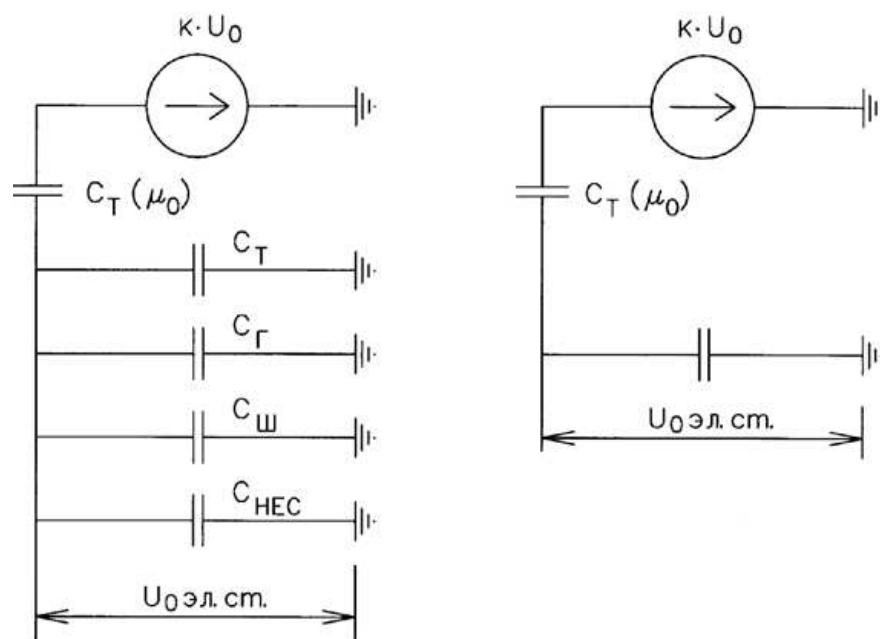


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T \cdot (\mu_0)}{C_T \cdot (\mu_0) + C_\Sigma} \quad (5.10)$$

где U_0 - напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

K - коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T \cdot (\mu_0)$ - ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

C_Γ - ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,91 мкФ/фазу (по данным завода);

C_T - ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_{\text{ш}}$ - ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\text{НЕС}}$ - ёмкость генераторного выключателя 13,8 кВ. Принимаем равной 0,027 мкФ/фазу.

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = 42,34 \text{ кВ.} \quad (5.11)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_{\text{ш}} + C_{\text{ВЫК}} = 0,0073 + 0,91 + 0,008 + 0,027 = 0,952 \text{ мкФ/фазу.} \quad (5.12)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 7,14 \text{ А.} \quad (5.13)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ по формуле (5.10):

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 42339 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,952} = 198,13 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения (5.14):

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 198,13}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 3,93 \text{ В,} \quad (5.14)$$

где $K_H = 1,5$ - коэффициент надежности;
 $n_{ТН}$ - коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ - коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулирующую в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

Принимаются следующие уставки: U_{01G} с уставкой равной 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с на сигнал; U_{02G} с уставкой равной 10 В с выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата с последующим отключением выключателя генератора, гашением полей ГГ и ВГ, остановку турбины и сбросом аварийно-ремонтных затворов; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, остановку турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

2) Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,31 \text{ о.е.} \quad (5.15)$$

Уставка срабатывания U_{03} принимается минимальной и равной 0,2 В.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, остановку турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

5.7 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.16)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.17)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной $0,09I_H$.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = I_2/I_N, \quad (5.18)$$

где I_2 - ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;
 I_N - номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением (5.19):

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.19)$$

где $A = 20$ - параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган $I_{2\text{сигн}}$, срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени ($t = 9$ с, действует в предупредительную сигнализацию).

Уставка сигнального органа:

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07I_N. \quad (5.20)$$

2) Пусковой орган $I_{*2\text{пуск}}$, срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_{*2} выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 500$ с.

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{500}} = 0,20 \quad (5.21)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_N} = \frac{0,20}{1,2} = 0,17. \quad (5.22)$$

$$I_{*2\text{ПУСК}} = 0,17I_{\text{H}}. \quad (5.23)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,17$.

$$t_{\text{ДОП}} = 20/0,17^2 \approx 720 \text{ с}. \quad (5.24)$$

3) Интегральный орган срабатывает при удалённых несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.25)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.26)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.3. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность, с	20	55	80	125	220	500

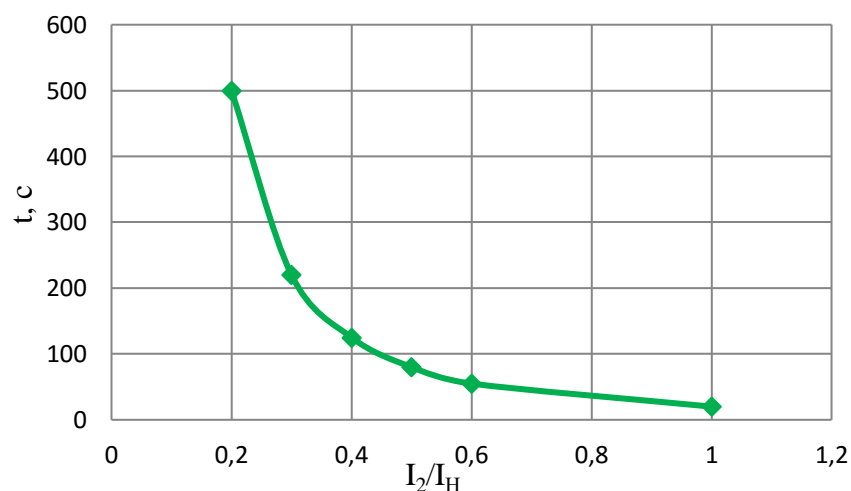


Рисунок 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимается: $t_{\text{МИН}} = 20$ с, $t_{\text{МАКС}} = 500$ с.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

4) Орган токовой отсечки I_{20TC} срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{*2} выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

- Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
- Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах ВН и на отходящих ВЛ;
- Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности.

По второму условию:

1) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3(X_d'' + X_2 + 2 \cdot X_T)} = \frac{1}{1,3(0,21 + 0,22 + 2 \cdot 0,11)} = 1,18 \text{ о.е.}, \quad (5.27)$$

где X_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, о.е.;
 X_2 - сопротивление обратной последовательности генератора, о.е.;
 X_T - сопротивление трансформатора, о.е..

2) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220кВ:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)} \cdot K_T \cdot 2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.28)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \left(\frac{E_{\Sigma\Gamma}}{2 \cdot (X_{\Sigma\Gamma} + X_{\Sigma T} + X_L)} + \frac{E_c}{2 \cdot \left(X_C + \frac{X_L}{(n-1)} \right)} \right) * I_6 = \left(\frac{1,13}{2 \cdot (0,08 + 0,04 + 0,046)} + \frac{1,0}{2 \cdot \left(0,83 + \frac{0,046}{(3-1)} \right)} \right) \cdot 0,32 = 1,299 \text{ кА}; \quad (5.29)$$

Ток в конце защищаемой линии:

$$I_{\text{МИН}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{n_r + n_n} = \frac{1299}{3 + 3} = 216,5 \text{ А}. \quad (5.30)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{2 \cdot I_{2\text{МИН}}^{(2)} \cdot \frac{220}{13,8}}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}} = 3065,8 \text{ А.} \quad (5.31)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.9 Защита от симметричных перегрузок

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 I_{\text{Н}}, \quad (5.32)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,05$ - коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0,98$ - коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9,0$ с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 I_{\text{Н}}. \quad (5.33)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.4. Сама характеристика представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика

Кратность перегрузки, $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	3600	900	360	300	240	120	60	1

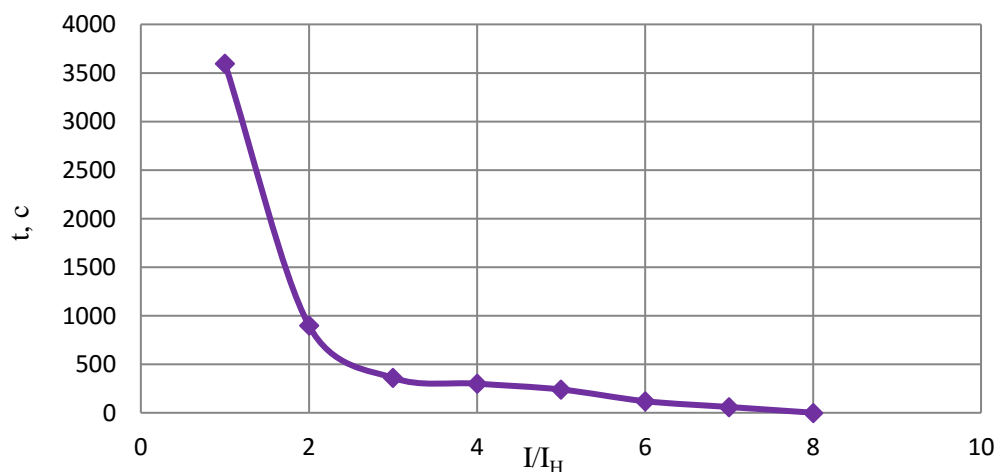


Рисунок 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 I_{НОМ}. \quad (5.34)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению. Напряжение срабатывания принято равным по (5.35):

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66,02 В. \quad (5.35)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.10 Дистанционная защита генератора

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1 с. Указанная

выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Z_I , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_L = 0,8 \cdot 51,54 + \frac{0,8}{3} \cdot 19,5 = 46,43 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где K_T - коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T - сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ. Определяется по формуле (5.37).

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 + \frac{0,8}{3} \cdot 0,046 = 0,1. \quad (5.38)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,1 \cdot 1,73 = 0,17 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{13,8^2}{110} = 1,73.$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1с.з.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,17 \cdot \frac{\frac{5000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,23 \text{ Ом}. \quad (5.40)$$

Уставка принимается $Z_1 = 1,3 \text{ Ом}$.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Принимается, исходя из рассчитанных данных уставка 30 Ом/сек.

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 4592,2} = 1,7 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

где $I_{НАГР}$ - номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения и напряжения на зажимах статора $0,95U_H$ (без учета насыщения):

$$I_\phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ}}{I_{В.ХХ}} - 0,95}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1300}{650} - 0,95}{0,91} = 3,35, \quad (5.42)$$

где $I_{В.ХХ}$ - ток ротора холостого хода, А;

X_d - синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси, о.е..

Вследствие насыщения принимается $I_\phi = 2,5 I_{НОМ}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.\phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о.е.}, \quad (5.43)$$

$$\cos \varphi_{нагр.\phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки: $\varphi_{нагр.\phi} \approx 69$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{С.ЗII} = \frac{Z_{НАГР.\phi}}{K_H} = \frac{0,38}{1,05} = 0,36 \text{ о.е.}, \quad (5.45)$$

$$Z_{С.ЗII} = Z_{С.ЗII \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,36 \cdot \frac{13,8^2}{110} = 0,623 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{СР II} = \frac{Z_{С.ЗII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,623 \cdot 5000/5}{13800/100} = 4,5 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Уставка принимается $Z_{II} = 4,5 \text{ Ом}$.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.5.

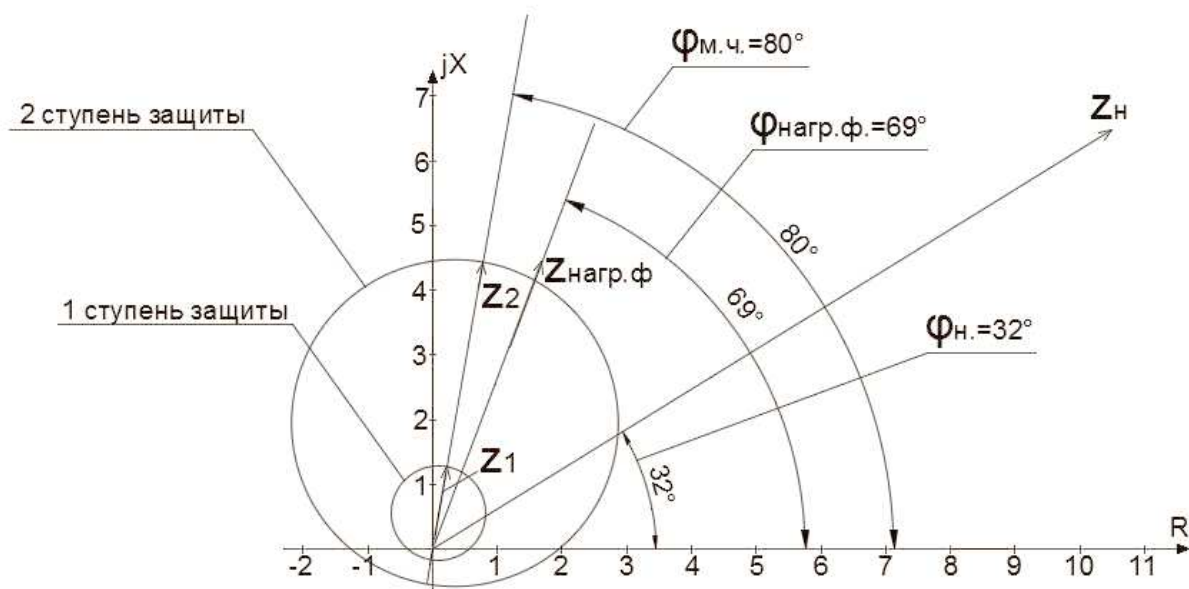


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{CM1} = 0,156 \text{ Ом}$, $Z_{CMII} = 0,54 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.11 Защита ротора от перегрузки

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{P.СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р.}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,07 I_{НОМ.Р.} \quad (5.48)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{1,1 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,12 I_{НОМ.Р.} \quad (5.49)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.5), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.6.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/In	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	250	210	150	120	90	72	60	20

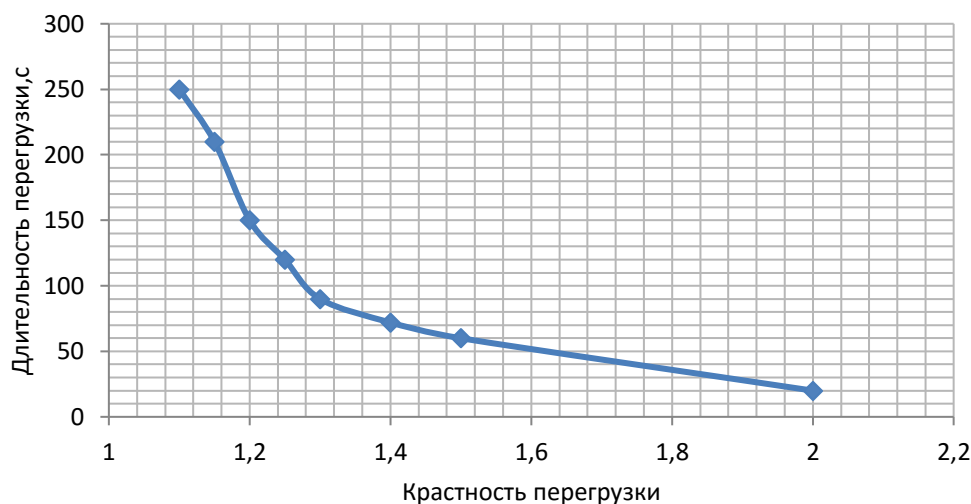


Рисунок 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.ОТС.} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 2,19 I_{НОМ.Р.} \quad (5.50)$$

Расчет уставок выполнен без учета коэффициента выпрямления, равного $K_{сх} = 0,816$ (по переменному току).

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.12 Матрица отключений

Матрица отключений представлена в таблице 5.6

Таблица 5.6 – матрица отключений

Защиты		Откл. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Откл. В-220 и ТСН	Разгрузка по Р	Предупр. сигнал
Наименование	Обозначение							
Диф. защита продольная	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+			
ЗЗГ	U_{0G}	t_1						+
		t_2					+	
		t_3	+	+	+			
	U_{03}	t	+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+				
		2 ступень t_2	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+
		ИО	+	+				
Защита от симм. к.з. и перегрузок	I_1	СО						+
		ИО	+	+				
	ОТС	t_1					+	
		t_2	+	+				
ДЗ	1 ступ.	t_1				+		
		t_2	+	+	+			
	2 ступ.	t_1				+		
		t_2	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+
		ИО	+	+				
		отсечка	+	+				

5.13 Таблица уставок

Уставки представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Уставки

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,16 \cdot I_H$	0,734 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,53 \cdot I_H$	2,43 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,89 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
			Уставка срабатывания	-	0,2В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	U_{CP1}	$1,4U_H$	140 В
		2 ступень	U_{CP2}	$1,2U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,321 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_H$	0,781 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,67 \cdot I_H$	3,066 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,91 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,05 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,62 А
			U_{CP}	-	66,02 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,1	0,17 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,36	0,623 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	1,39 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,12 \cdot I_{НОМ.P}$	1,46 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	2,85А

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- стационарная часть плотины;
- правобережная бетонная плотина;
- левобережная бетонная плотина;
- приплотинное здание ГЭС.

6.2 Определение класса и отметки гребня плотины

6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Для начала расчётов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения. Согласно СНиП «Плотины бетонные и железобетонные» назначаем класс сооружения I по объёму водохранилища. Коэффициент надёжности для сооружений I класса:

$$\gamma_n = 1,25.$$

6.2.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (6.1)$$

где h_s - превышение гребня плотины над расчётным уровнем в ВБ, создаваемое для учёта волнового воздействия:

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.2)$$

где Δh_{set} - высота ветрового нагона;

$a = 0,8\text{м}$ - конструктивный запас для I класса;

$h_{1\%}$ - высота волны 1% обеспеченности.

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

где α_w - угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, $\alpha_w = 0^\circ$;

V_w - расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

L – длина разгона волны, $L=10\text{км}$;
 K_w - коэффициент, принимаемый по таблице 6.1;
 d - средняя высота водохранилища;
 g - ускорение свободного падения.

Таблица 6.1 – Расчётные характеристики ветра

$V_w, \text{м/с}$	10	20	30	40	50
$K_w \cdot 10^6$	1,2	2,1	3	3,9	4,8

Для скорости ветра $V_w = 10 \text{ м/с}$ принимается $K_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$ (таблица 6.1).

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{810 - 758}{2} = 26 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота волнового разгона по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{set}} = \frac{1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 10000}{9,81 \cdot 26} = 0,0047 \text{ м.}$$

Определяется высота наката волн расчётной обеспеченностью 1% на откос бетонной плотины.

Вычисляются безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{V}; \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot L}{V^2}, \quad (6.6)$$

где t - период развития волн на водохранилище, $t = 6 \text{ ч}$.

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 10000}{100} = 981;$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{10} = 21189,6.$$

С помощью полученных значений определяется период волны и время, за которое развивается одна длина волны, для этого из [23] находятся величины, сведённые в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Составляющие формулы высоты наката на откос волн обеспеченностью 1%

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
2,8	0,045	4,6	0,1

Для определения периода волны T и средней высоты волны \bar{h} используются наименьшие значения из таблицы 6.2:

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 2,8 \Rightarrow T = \frac{2,8 \cdot V_w}{g} = \frac{2,8 \cdot 10}{9,81} = 2,85 \text{ с}; \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,045 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,045 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,045 \cdot 100}{9,81} = 0,46 \text{ м}. \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,85^2}{2 \cdot 3,14} = 12,7 \text{ м}. \quad (6.9)$$

Выполняется проверка на глубоководность, удовлетворяющая следующему условию:

$$d > 0,5 \bar{\lambda}. \quad (6.10)$$

$26 > 6,36$, т.е. условие выполнено, расчёты подтверждены.

Таким образом:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,46 \cdot 2,22 = 1,009 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где k_i - принимается из [23].

Определяется высота наката волн 1% обеспеченности по формуле (6.2):

$$h_s = 1,009 + 0,0047 + 0,8 = 1,81 \text{ м}.$$

Отметка гребня бетонной плотины по формуле (6.1):

$$\nabla \text{ГБП} = 810 + 1,81 = 811,81 \text{ м}.$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимается $\nabla \text{ГП} = 811,81 \text{ м}$.

6.3 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

Определяется расчётный расход воды для основного расчётного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты.

Расчётный максимальный расход для первого класса капитальности является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для поверочного случая надлежит выполнять при ФПУ всеми пропускными сооружениями и через все гидроагрегаты.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{max} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} = 7045 - 412 = 6633 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.12)$$

где Q_{max} - максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений;

$Q_{ГА}$ - расчётный расход через гидроагрегат ГЭС;

n - количество агрегатов.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{6633}{56,25} = 117,93 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где q_b - удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 45 = 56,25 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где q_p - удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5 \cdot 9 = 45 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.15)$$

где $h_{НБ} = \nabla_{НБ} - \nabla_{\text{дна}} = 767 - 758 = 9 \text{ м}$. - глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{осн. max}$;

$[\vartheta_h] = 5 \text{ м/с}$ - не размывающая скорость для скалы.

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону. Принимаются 6 пролетов по 20 метров. Уславливается, что каждый бык является разрезным с шириной 3,7 метрам согласно пункту 6.4.3.

Итоговая ширина водосливного фронта:

$$B=20 \cdot 6=120 \text{ м.}$$

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определяется полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{6633}{0,49 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9 \text{ м,} \quad (6.16)$$

где m - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в дипломном проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицера типа А, $m = 0,49$ из рисунка 6.1;

B - принимается только для водосливного фронта без быков.

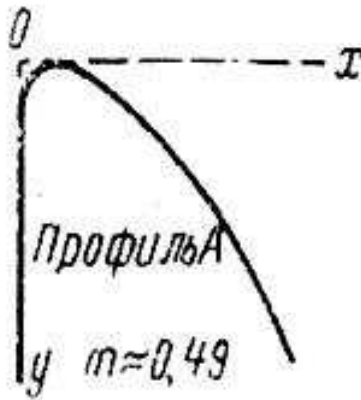


Рисунок 6.1 – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицера тип А

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{6633}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,02 \text{ м,} \quad (6.17)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ - коэффициент бокового сжатия;
 σ_n - коэффициент подтопления.

Коэффициент сжатия определяется по формуле (6.18):

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{9}{20} = 0,94, \quad (6.18)$$

где ε - коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива из рисунка 6.2.

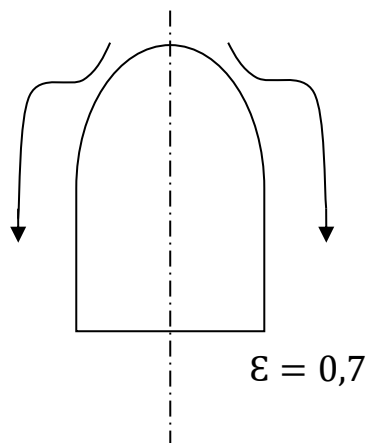


Рисунок 6.2 – Форма боковых устоев

Геометрический напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 9,02 - \frac{1,1 \cdot 0,92^2}{2 \cdot 9,81} = 8,98 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где v_0 - скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле (6.20):

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{6633}{(810 - 758) \cdot (120 + (6-1) \cdot 3,7)} = 0,92 \text{ м/с}, \quad (6.20)$$

где δ_B - толщина быка, которая была принята ранее;
 α - коэффициент Кориолиса, в расчётах принимается $\alpha = 1,1$.
 Определяется ближайшее стандартное значение напора, согласно :

$$H_{ст} = 9 \text{ м}.$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla ГВ = \nabla \text{НПУ} - H_{ст} = 810 - 9 = 801 \text{ м}. \quad (6.21)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле (6.22):

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 801 + 1,6 \cdot 9 = 815 \text{ м.} \quad (6.22)$$

Сравнивая с отметкой 811,8 полученной в пункте 6.2.2 принимается итоговую отметку 815 метра, так как она больше.

В итоге высота всего напорного фронта равна:

$$H_{пл} = \nabla_{ГП} - \nabla_{\text{подошвы}} = 815 - 756 = 59 \text{ м.} \quad (6.23)$$

6.3.3 Проверка на пропуск поперечного расхода

Проверяется достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поперечного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_{р.пов} = Q_{\text{max повер}} - Q_{ГЭС}, \quad (6.24)$$

где $Q_{\text{max повер}}$ - максимальный расчётный расход при обеспеченности 0,01%.

$$Q_{р.пов} = 8745 - 617 = 8128 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске поперечного расхода:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{8128}{0,49 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,91 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{8128}{0,49 \cdot 0,89 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,4 \text{ м,} \quad (6.26)$$

где $\sigma_{сж}$ - коэффициент сжатия по формуле (6.18):

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01пов}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{9,91}{20} = 0,93.$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{р.пов}}{(\nabla_{ФПУ} - \nabla_{\text{ДНА}}) \cdot B} = \frac{8128}{(813 - 758) \cdot (120 + (6 - 1) \cdot 3,7)} = 1,07 \text{ м/с,} \quad (6.27)$$

где $\nabla_{ФПУ}$ - отметка форсированного подпорного уровня.

Предварительно отметка ФПУ принимается равной 813 м, которая в дальнейшем уточняется.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 10,4 - \frac{1,1 \cdot 1,07^2}{2 \cdot 9,81} = 10,33 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Определяется расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \Phi ПУ_p = \nabla ГВ + H_{\text{нов}} = 801 + 10,33 = 811,33 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Расчётная отметка $\nabla \Phi ПУ$ оказалась меньше заданной, следовательно отметки $\nabla \Phi ПУ$, равной 813 метрам, достаточно для пропускной способности водослива.

6.3.4 Построение профиля водосливной грани

По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$ определяются координаты оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А. Табличные координаты умножаются на $H_{\text{ст}}$ и строится кривая. В таблицу 6.3 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива.

Таблица 6.3 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 9 \text{ м}$

х	у	х	у	х	у	х	у
0	1,134	9	2,304	18	11,115	27	25,416
0,9	0,324	9,9	2,889	18,9	12,321	27,9	27,117
1,8	0,063	10,8	3,546	19,8	13,572	28,8	28,863
2,7	0	11,7	4,275	20,7	14,877	29,7	30,645
3,6	0,054	12,6	5,076	21,6	17,046	30,6	32,481
4,5	0,243	13,5	5,949	22,5	17,64	31,5	34,362
5,4	0,54	14,4	6,876	23,4	19,098	32,4	36,279
6,3	0,9	15,3	7,857	24,3	20,601	33,3	38,241
7,2	1,044	16,2	8,883	25,2	22,158	34,2	40,239
8,1	1,782	17,1	9,972	26,1	23,49	35,1	42,282

6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С с рисунка 6.3. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

Определяется критическая глубина по формуле (6.30):

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 6633^2}{9,81 \cdot (120 + (6-1) \cdot 3,7)^2}} = 6,36 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Определяется полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 810 - 758 = 52 \text{ м.} \quad (6.31)$$

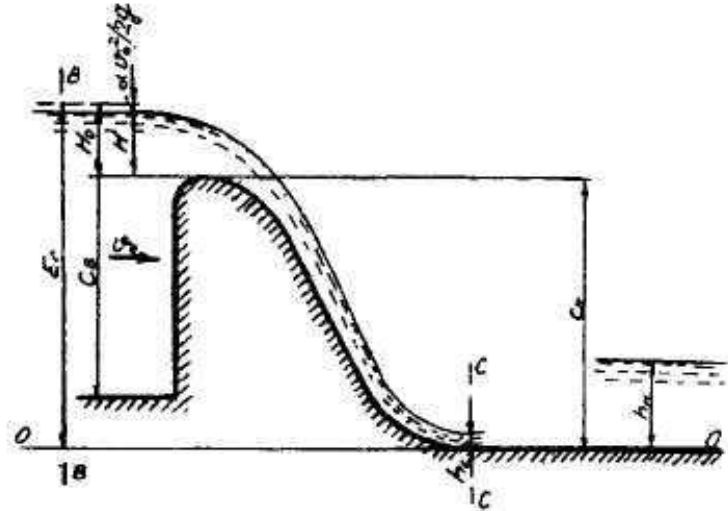


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{52}{6,36} = 8,18 \text{ м.} \quad (6.32)$$

По графику [27] определяется глубина h_c в сжатом сечении и глубина h_c'' – вторая сопряжённая, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяется $\xi_c = 0,29$ и $\xi_{T_0}'' = 2,5$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,29 \cdot 6,36 = 1,84 \text{ м,} \quad (6.33)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 6,36 = 15,90 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Глубина в НБ при $Q_p=6633$ ($\text{м}^3/\text{с}$), $h_{НБ} = 9$ м, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Так как высота плотины

выше 40 метров, и она находится на скальном основании, то принимается гашение энергии способом свободно отбрасываемой струи.

6.3.6 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{\text{НБ}} + 1 = 10,1 + 1 = 11,1 \text{ м}, \quad (6.35)$$

где $h_{\text{НБ}} = 10,1 \text{ м}$ - глубина в НБ при $Q = 0,01\%$.
Отметка носка:

$$\nabla_{\text{НОС}} = \nabla_{\text{ДНА}} + a = 758 + 11,1 = 769,1 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_{\text{Н}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НОС}} = 810 - 769,1 = 40,90 \text{ м}. \quad (6.37)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_{\text{Н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_{\text{Н}}} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 40,90} = 25,49 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.38)$$

где φ - коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,9$.
Высота потока воды на носке:

$$h_{\text{Н}} = \frac{q}{V_{\text{Н}}} = \frac{47,89}{25,49} = 1,88 \text{ м}, \quad (6.39)$$

где $q = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{B + \sum \delta_{\text{б}}} = \frac{6633}{120 + 18,5} = 47,89 \text{ м/с}$. (6.40)

Число Фрудо:

$$Fr = \frac{V_{\text{Н}}^2}{g \cdot h_{\text{Н}}} = \frac{25,49^2}{9,81 \cdot 1,88} = 35,3. \quad (6.41)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_{\text{Н}} \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_{\text{Н}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.42)$$

где K_a - коэффициент аэрации, $K_a = 0,9$;
 α - угол наклона носка, $\alpha = 30$;

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 810 - 768,1 = 41,9 \text{ м}. \quad (6.43)$$

По формуле (6.42):

$$L = 0,9 \cdot 40,9 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{41,9}{40,9} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} \right) = 53,14 \text{ м.}$$

Проверим на выполнение условия $L > 0,5 \cdot H_{\text{пл}}$:

$$53,14 > 0,5 \cdot 57.$$

$53,14 > 28,5$ - условие выполняется.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.44)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}}; \quad (6.45)$$

d - средняя крупность отдельностей, принимает $d=1$ м.

Таким образом по формуле (6.45):

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{35,3}) \cdot \sqrt{35,3} \cdot \sqrt[4]{\frac{10,1}{1}} \cdot 1,88 = 23,8 \text{ м};$$

По формуле (6.44):

$$h_{\text{раз}} = 23,8 - 9,0 = 14,8 \text{ м.}$$

Центр ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} \alpha_1}, \quad (6.46)$$

$$\text{где } \text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 \alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_{\text{Н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.47)$$

По формуле (6.47):

$$\text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,88 \cdot \cos 30 + 11,1 - 10,1)}{25,49^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,64,$$

По формуле (6.46):

$$L_1 = 53,14 + \frac{23,8}{0,64} = 90,5 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне не размывтого русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 6,36 + 3,7 \cdot 13,7 = 66,59 \text{ м.} \quad (6.48)$$

6.4 Конструирование бетонной плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу как на рисунке 6.4.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

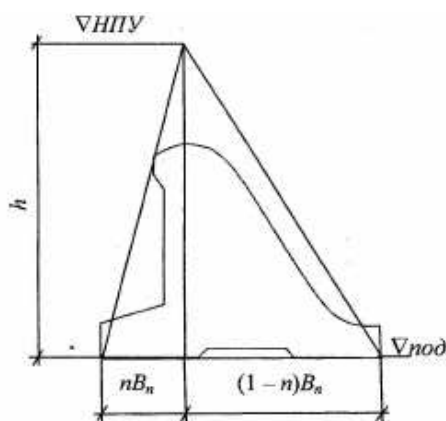


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется по формуле (6.49):

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.49)$$

где α_1 - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 810 - 756 = 54\text{м.} \quad (6.50)$$

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится по выражению (6.51):

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.51)$$

где γ_n - коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25;

f - коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы 0,78.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Для нахождения n используются алгебраические вычисления путём приравнивания B_n^I и B_n^{II} . Все расчёты сведены в таблицу 6.4, а сам график представлен на рисунке 6.5. В результате ширина подошвы выходит $B=39,2$ м при $n=0,225$.

Таблица 6.4 – Расчёт ширины подошвы плотины

n	B'	B''
0,15	38,57	40,65
0,2	38,98	39,68
0,25	39,45	38,76
0,3	40,00	37,88
0,35	40,64	37,04
0,4	41,4	36,23

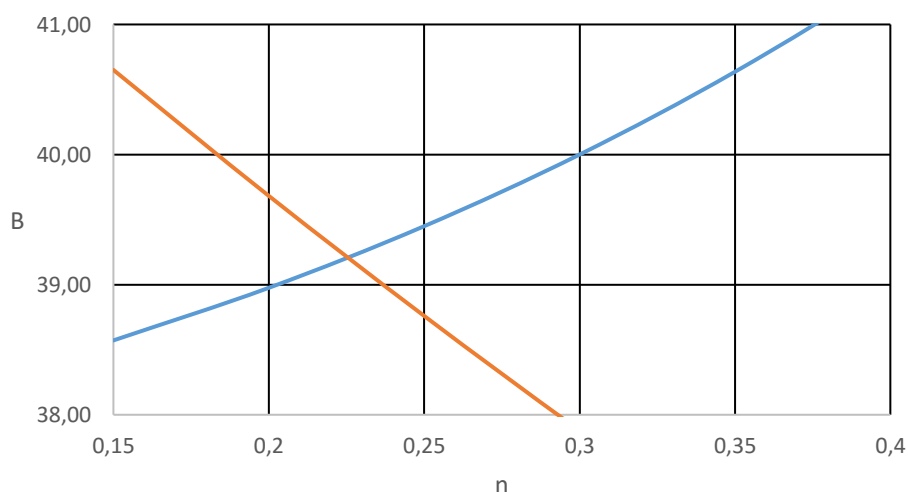


Рисунок 6.5 – Расчёт ширины подошвы плотины

6.4.2 Разрезка плотины швами

Швы устраиваются для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Расстояние межсекционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании быть не более 30 м. Поэтому принимается расстояние между швами равным 11,9 м.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаются шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

6.4.3 Быки

На водосливе устраиваются быки для деления водосливного фронта на пролёты и для установки затворов. Схема быка показана на рисунке 6.6.

Согласно рекомендациям, для $b=20$ м, толщина быка по Березинскому принимается в диапазоне от $0,12 \cdot b$ до $0,16 \cdot b$, либо больше. Для расчётной ширины водослива $d=(2,4-3,2)$ м. В связи с тем, что бык разрезной принимается толщина быка, равной 3,7 метра.

Ширина паза ремонтного затвора $a = 0.5$ м.

Длина паза ремонтного затвора $c=0,5$ м.

Длина паза рабочего затвора $c=1,5$ м.

Ширина паза рабочего затвора $a = (0,9 \div 0,6)$ м, принимается 0,7 м.

Толщина быка между пазами $d_0 = 2,3$ м.

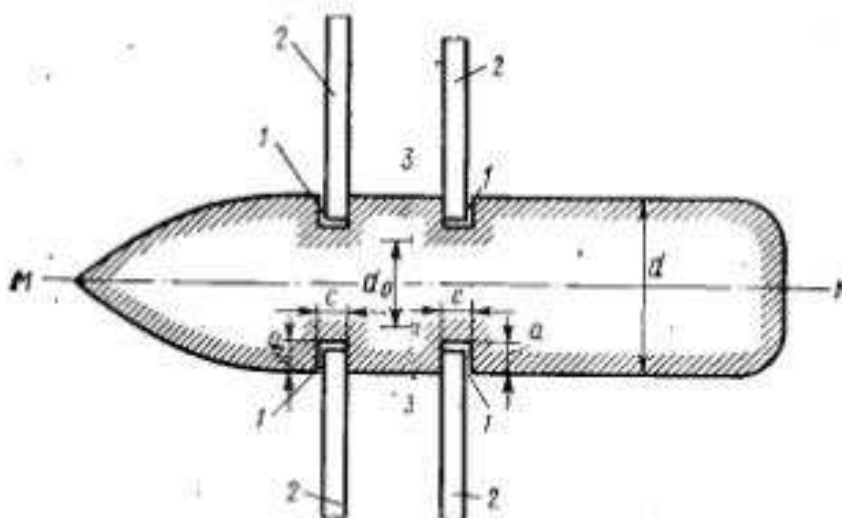


Рисунок 6.6 – Схема быка в плане

6.4.4 Устои

В данном случае устраивается два отдельных устоя, один из которых отделяется водосливную плотину от глухой бетонной плотины, а другой отделяет водосливную от станционной части плотины.

6.4.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины устраивается устройство дренажа в виде вертикальных скважин, диаметров 20 см с расстоянием между осями 2 м.

Также предусматриваются горизонтальные скважины прямоугольного сечения площадью 600 см², расположенных по высоте плотины через 2 м.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи:

$$a_{др} = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.м}} = \frac{49,7 \cdot 1,25}{25} = 2,5 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где $H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} \text{ min} = 810 - 760,3 = 49,7 \text{ м};$

$I_{кр.м} = 25$ - величина критического среднего градиента напора;

$\gamma_n = 1,25$ - коэффициент надёжности.

6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваются смотровые галереи с шагом 17 м по высоте.

Одна из продольных галерей проектируется выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размеры галерей принимаются: смотровая- 1,25x2 м; буровая – 3,5x4 м.

6.4.7 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваются цементационная завеса и вертикальный дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B, \quad (6.53)$$

где B - ширина подошвы плотины.

Принимается по формуле (6.53):

$$l_1 = 0,09 \cdot 39,2 = 3,53 \text{ м.}$$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (6.54)$$

где $H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБmin}} = 810 - 760,3 = 49,7$ м;
 $\nabla_{\text{НБmin}}$ - отметка в НБ при $Q=Q_{\text{вхк}}$.
 Принимается по формуле (6.54):

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 49,7 = 24,86 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}. \quad (6.55)$$

Принимается по формуле (6.55):

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 24,86 = 12,43 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимается 0,2 м с шагом 2 м.
 Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.56)$$

где ΔH - потери напора, $\Delta H = 29,8$ м (исходя из пункта 6.5.1.5);
 $J_{\text{кр}}$ - критический градиент напора на скальном основании, $J_{\text{кр}} = 15$.
 Таким образом по формуле (6.56):

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{29,8 \cdot 1,25}{15} = 2,49 \text{ м.}$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимается из следующих условий:

$$l_2 > 4 \text{ м и } l_2 > \frac{\delta_{\text{зав}}}{2}, \quad (6.57)$$

$$l_2 = \frac{2,49}{2} = 1,24 \text{ м.}$$

Принимается: $l_2 = 5$ м.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и

кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определяется в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 1073,59 \text{ м}^2, S_6 = 1365,4 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле (6.58):

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1073,59 \cdot 20 \cdot 9,81 \cdot 2400}{20 + 3,7} = 21330,47 \text{ кН/м.} \quad (6.58)$$

Вес быка и точку его приложения определяется аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{1365,4 \cdot 3,7 \cdot 2400 \cdot 9,81}{20 + 3,7} = 5018,73 \text{ кН/м.} \quad (6.59)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.60)$$

где f - площадь затвора по формуле (6.61):

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (813 - 801 + 0,5) \cdot 20 = 250 \text{ м}^2. \quad (6.61)$$

Таким образом по формуле (6.60):

$$Q_3 = 0,055 \cdot 250 \sqrt{250} \cdot 9,81 = 2132,76 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$G_{\text{зат}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{2132,76}{20 + 3,7} = 89,99 \text{ кН/м.} \quad (6.62)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимается по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды: с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{g \cdot H_B^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 54^2 \cdot 1000}{2} = 13263,12 \text{ кН/м,} \quad (6.63)$$

где $H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошвы} = 810 - 756 = 54 \text{ м.}$

с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{g \cdot H_H^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 4,3^2 \cdot 1000}{2} = 25,6 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

где $H_H = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{Подшвы} = 760,3 - 756 = 4,3 \text{ м}$.

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = \rho_w \cdot g \cdot B \cdot (\nabla \text{НБ}_{\min} - \nabla \text{Под}) = \\ = 1000 \cdot 9,81 \cdot 39,2 \cdot (760,3 - 756) = 878,21 \text{ кН/м}. \quad (6.65)$$

6.5.4 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,01 \cdot \\ \cdot \left(\frac{12,73}{3,14} + \frac{0,25}{2} \right) = 20,7 \text{ кН}, \quad (6.66)$$

где h_0 - по формуле (6.67):

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,01^2}{12,73} = 0,25 \text{ м}. \quad (6.67)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{12,73}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,01 = 1,65 \text{ м}. \quad (6.68)$$

6.5.5 Фильтрационные расчёты

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды. Эпюра пьезометрического напора представлена на рисунке 6.7.

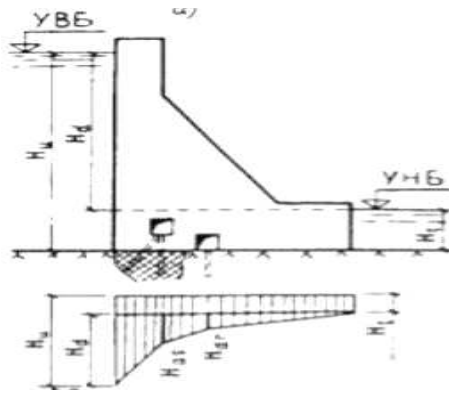


Рисунок 6.7 – Эюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для первого класса сооружений значения напоров определяются по формулам (6.69) - (6.71):

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min} = 810 - 760,3 = 49,7 \text{ м}; \quad (6.69)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 49,7 = 19,9 \text{ м}; \quad (6.70)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 49,7 = 9,94 \text{ м}. \quad (6.71)$$

Площадь эюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 465,12 = 4562,83 \text{ кН}. \quad (6.72)$$

6.5.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле (6.73):

$$P_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2(45 - \varphi_H/2) = 10 \cdot 6 \cdot tg^2(45 - 20/2) = 29,4 \text{ кПа}, \quad (6.73)$$

где γ_H - удельный вес наносов во взвешенном состоянии, $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$;

h_H - толщина слоя наносов, $h_H=6\text{м}$;

φ_H - угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 20^\circ$.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = (p_H h_H)/2 = (29,4 \cdot 6)/2 = 88,1 \text{ кН}. \quad (6.74)$$

6.6 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Все напряжения считаются относительно горизонтального сечения подошвы.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимают сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие - со знаком «+».

Весь расчёт сведён в таблицу 6.5, в которую вносятся все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке.

Таблица 6.5 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
Тв	1	→	13263,12	17,33	229894,1
Тн	1	←	25,6	0,76	-19,5
Gб	0,95	↓	4767,79	7,8	-37188,8
Gпл	0,95	↓	20263,94	6,9	-139881,2
Wвзв	1	↑	878,21	0	0
Wф	1	↑	4562,83	9,35	42662,4
En	1,2	→	105,8	2	211,5
Wволн	1	→	20,7	50,35	1041,5
Qз	1	↓	89,99	16,8	-1511,8
			$\Sigma \downarrow \uparrow = 19680,68$		$\Sigma M = 95268,2$

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верхней грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{19680,68}{39,2} + \frac{6 \cdot 95268,2}{39,2^2} = -130,07 \text{ кПа}, \quad (6.75)$$

где N - сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M - сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B - ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -130,07 \cdot 0 - 10 \cdot 54 \cdot (1 - 0) = -540 \text{ кПа}, \quad (6.76)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 810 - 756 = 54 \text{ м}$ - напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{ctg } \alpha_1$, где α_1 - угол между напорной гранью и вертикалью.

Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, $\text{ctg } \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.77)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -130,07 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 54 \cdot 0 = -130,07 \text{ кПа}. \quad (6.78)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 54 = -540 \text{ кН/м}^2. \quad (6.79)$$

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{19680,68}{39,2} - \frac{6 \cdot 95268,2}{39,2^2} = -874,05 \text{ кН/м}^2. \quad (6.80)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -874,05 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 4,3 \cdot (1 - 0,75^2) = -501,64 \text{ кН/м}^2, \quad (6.81)$$

где $m_t = \text{ctg } \alpha_2$, где $\alpha_2 = 53^\circ$ - угол между низовой гранью и горизонталью;

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 760,3 - 756 = 4,3 \text{ м}$ - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 4,3 - 874,05) \cdot 0,75 = 638,4 \text{ кН/м}^2. \quad (6.82)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -874,05 \cdot (1 + 0,75^2) + 10 \cdot 4,3 \cdot 0,75^2 = -1352,85 \text{ кН/м}^2, \quad (6.83)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,3 = -42,84 \text{ кН/м}^2. \quad (6.84)$$

Для наглядности все расчёты сводятся в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-130,07
	σ_x^u	-540
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-130,07
	σ_3^u	-540
Низовая	σ_y^t	-874,05
	σ_x^t	-501,64
	τ_{xy}^t	638,4
	σ_1^t	-42,84
	σ_3^t	-1352,85

6.6.1 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

а) во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.85)$$

где $\gamma_n = 1,25$ - коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} - коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} - коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 1$.

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 1352,85}{1} = 1691,1 \text{ кН/м}^2. \quad (6.86)$$

Из данного условия предварительно принимается бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 1691,1 \text{ кН/м}^2.$$

б) на верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.87)$$

$-130,07 \text{ кН/м}^2 < 0$ - условие выполнено.

в) в зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.88)$$

$$130,07 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot (810 - 756);$$

$$130,07 \text{ кН/м}^2 \geq 130 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.7 Расчёт устойчивости плотины

Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.89)$$

где $R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_\phi + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = (20263,94 + 4767,79 - 878,21 - 4562,83 + 89,99) \cdot 0,78 + 100 \cdot 39,2 = 19270,93 \text{ кН/м}$,

где $\tan \varphi = 0,78$ - внутреннее трение для скалы в основании;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$ - сцепление скалы;

$\omega = B_n \cdot 1 = 39,2 \text{ м}^2$ - горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_g - T_n + W_{гол} + E_n = 13263,12 - 25,6 + 20,7 + 105,8 = 13364,02 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{19270,93 \cdot 0,95}{13364,02 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$1,37 \geq 1,25$ – условие выполняется.

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Селемджинской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Селемджинской ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Селемджинской ГЭС оснащается контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. В состав эксплуатационного персонала вводятся специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и

гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных

уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску паводковых и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к

ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка инженерно-технических работников, рабочих и служащих Селемджинской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на Селемджинскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренажами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренажные оросители.

7.4 Охрана природы

7.4.1 Общие положения

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Селемджинской ГЭС проводим анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании Селемджинской ГЭС на реке Селемджа являются следующие нормативы:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7–ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52–ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016);
- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200–ФЗ (ред. от 01.05.2016);
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации Селемджинской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение населения из зоны затопления.

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии - это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Электрическая энергия является также товаром, который приобретают участники оптового рынка у генерирующих компаний, а участники розничного рынка у энергосбытовых компаний. Цена на электрическую энергию выражается в рублях и копейках за потребленный киловатт-час (коп/кВт·ч, руб./кВт·ч).

Объёмы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность, МВт	280,00	280,00	280,00	280,00
Число часов использования установленной мощности	6072,00	6072,00	6072,00	6072,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	1699917,12	1699917,12	1699917,12	1699917,12
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,20	1,20	1,20	1,20
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	20399,01	20399,01	20399,01	20399,01
Объём реализации электроэнергии, МВт·ч	1679518,11	1679518,11	1679518,11	1679518,11
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1007,00	1042,00	1077,00	1110,00
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	140939,56	145838,16	150736,75	155355,43
НДС к выручке, тыс.руб.	21499,26	22246,50	22993,74	23698,29

Выручка растет, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» 2017-2041.

8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2041 гг.) с учётом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для под-

готовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учётом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,20	71445,79
Прочие расходы	274,00	76709,04
Итого		148154,83

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,8 тыс.руб./МВт	37900,98
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	2653,86
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	769,31
Итого		41324,15

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Селемджа составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации
млн. руб.

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022
Амортизационные отчисления	154,07	206,59	208,71	208,71	208,71
Расходы на страхование	29,92	41,98	41,34	39,33	37,33
Эксплуатационные затраты	74,08	142,28	148,15	148,15	148,15
Расходы на ремонт производственных фондов	1,87	2,62	2,58	2,46	3,50
Расходы на услуги регулирующих компаний	20,66	39,68	41,32	41,32	41,32
Налог на воду	5,07	10,92	11,61	11,61	11,61
Итого	285,67	444,08	453,72	451,59	450,63

Величина текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

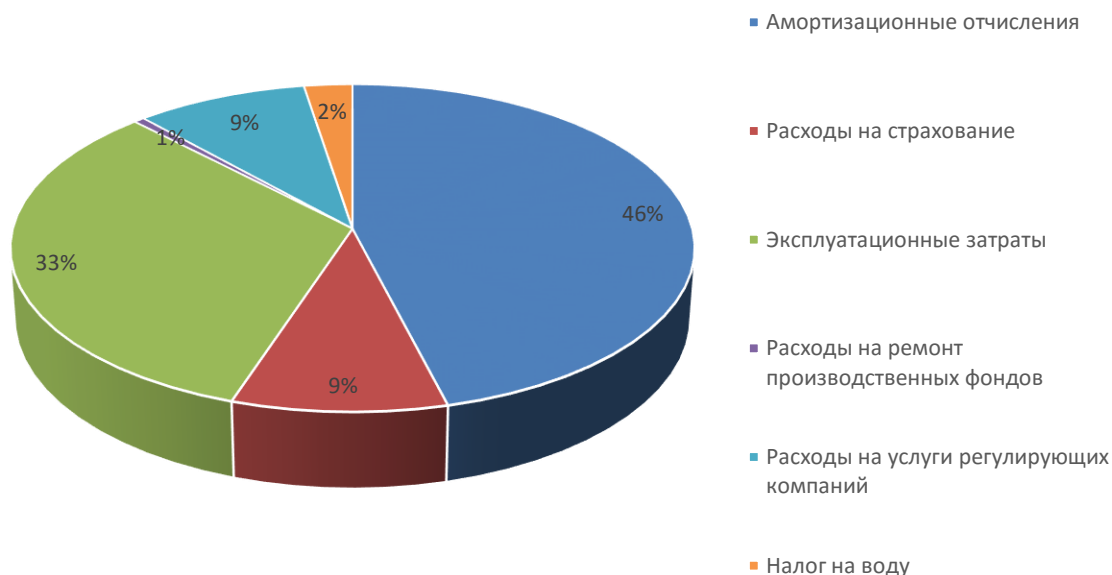


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Селемджинской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2018-2022 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022
Налог на прибыль, млн.руб.	103,85	311,89	351,23	367,76	383,55
НДС, млн.руб.	130,20	192,31	381,82	395,41	408,79
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	11,02	11,67	11,67	11,67	11,67
Налог на имущество, млн.руб.	54,32	93,43	98,65	91,46	86,87

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022
Выручка (нетто), млн.руб.	926,61	1969,03	2127,68	2202,99	2277,24
Текущие расходы, млн.руб.	285,67	444,08	453,72	451,59	450,63
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	640,94	1524,95	1673,96	1751,39	1826,60
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	128,19	304,99	334,79	350,28	365,32
НОПАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	512,75	1219,96	1339,17	1401,11	1461,28
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2

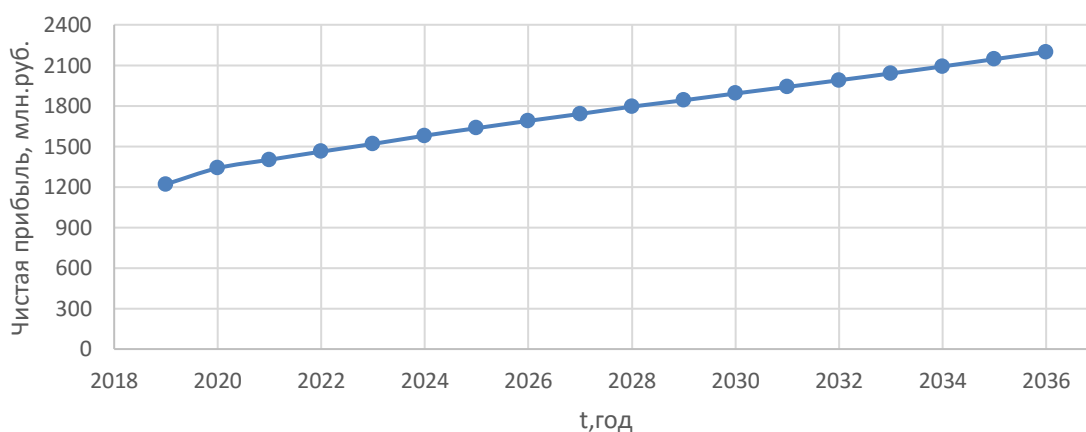


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2041 гг.)

8.3.1 Методология, исходные данные, оценка инвестиционного проекта

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2041 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Селемджинской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2017 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Селемджинская ГЭС на реке Селемджа»

Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес.	66
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	8272,7
Индекс прибыльности - PI	1,12
Себестоимость руб./кВт·ч	0,18
Удельные капиталовложения, руб./кВт	92423,10

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Год	2018	2019	2020	2021	2022
Налоговые поступления, млн. руб.	304,53	620,29	855,05	877,98	902,55
В Федеральный бюджет, млн. руб.	239,12	515,12	744,67	774,78	803,95
В региональный бюджет, млн. руб.	54,32	93,43	98,65	91,46	86,87

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.4 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- а) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- б) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- в) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- г) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- д) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объёма инвестиций;
- в) Цена сбыта;
- г) Ставки дисконтирования.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения NPV на рисунках 8.3-8.5.

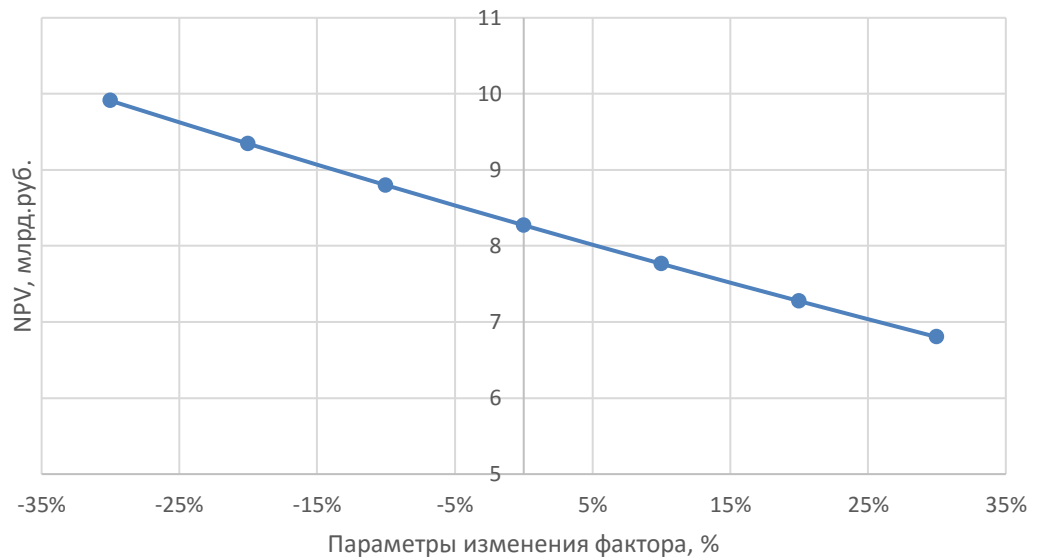


Рисунок 8.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов, млрд. руб.

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения NPV, уменьшение – обратный эффект.

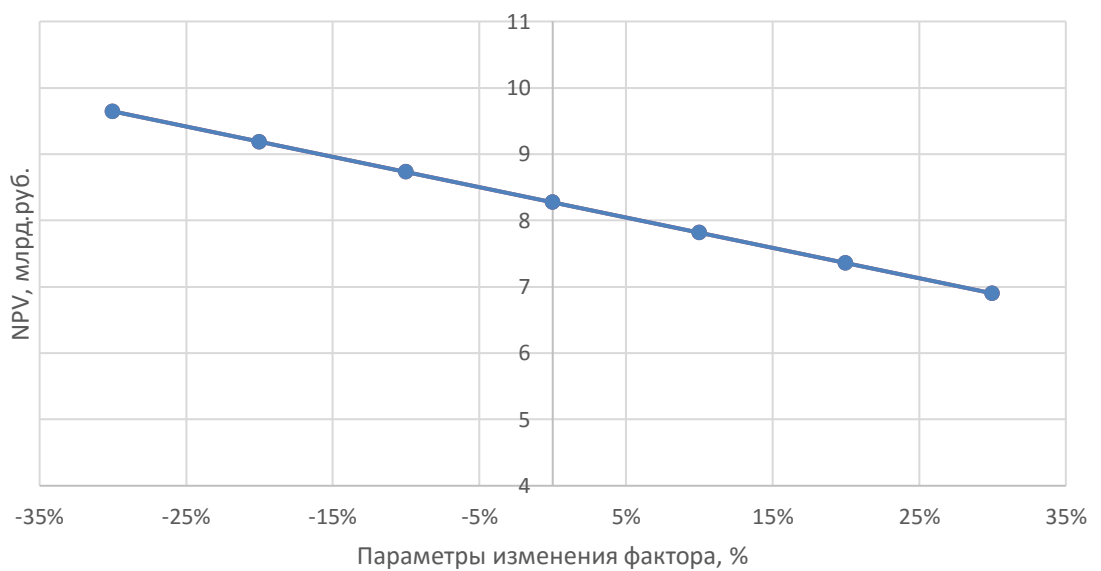


Рисунок 8.4 – Сумма NPV от в зависимости от изменения объёма инвестиций, млрд. руб.

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV.

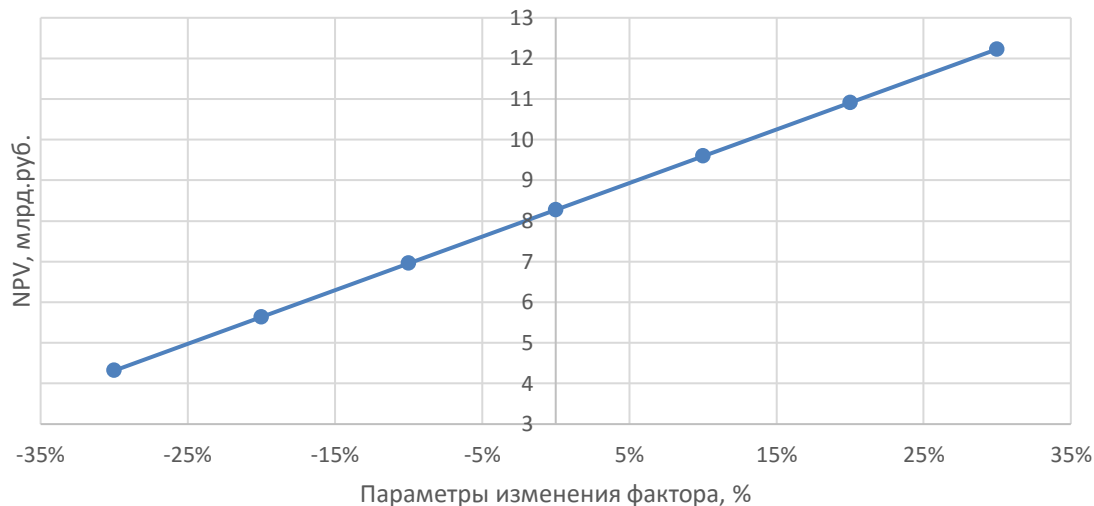


Рисунок 8.4 – Сумма NPV в зависимости от изменения объема сбыта, млрд. руб.

Увеличении цены сбыта – увеличение величины NPV.

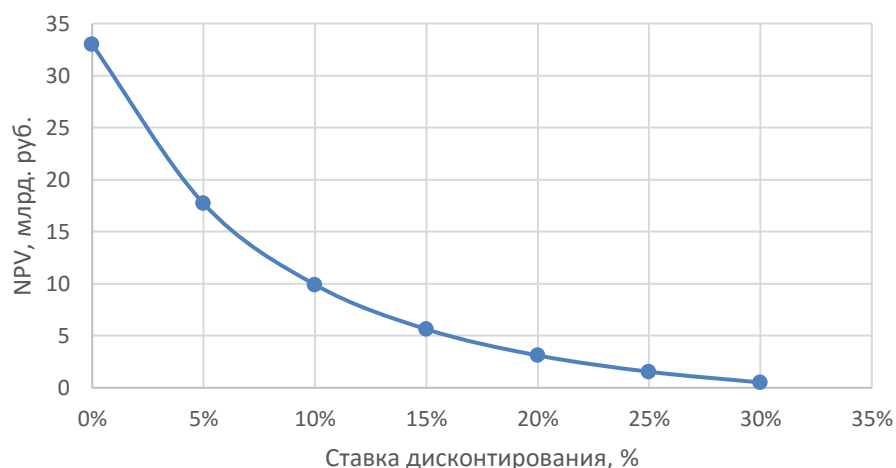


Рисунок 8.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования, млрд. руб.

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Изменение ставки дисконтирования
- Изменение объема инвестиций продукции
- Изменение цены сбыта продукции
- Изменение ставки налогов

9 Устройство и порядок вывода блокировок безопасности

9.1 Общие сведения

В электроэнергетике в общей системе повышения надёжности и безопасности электроснабжения большое значение уделяется обеспечению эффективного и безопасного функционирования распределительных устройств различного класса напряжения. В процессе эксплуатации распределительного устройства большая часть технологических нарушений и аварий происходит из-за неправильных действий персонала при производстве им оперативных переключений, что является причиной снижения надёжности электроснабжения. Наибольшую опасность представляет оперирование разъединителями и заземляющими ножами. Так как конструкция данного оборудования не предусматривает дугогасящих устройств, то ими не допускается оперировать под нагрузкой. Иначе операции с разъединителями приводят не только к авариям, но и несчастным случаям с персоналом, принимавшим участие в переключениях.

Тем не менее, многолетний опыт эксплуатации энергообъектов показал, что для обеспечения безошибочных действий по переключению в распределительных устройствах выше 1 кВ не достаточно ни указаний в производственных инструкциях, ни предупреждающих плакатов и надписей, ни сигнальных устройств. В связи с этим на всех распределительных устройствах обязательно наличие оперативной блокировки безопасности. Она представляет из себя систему электрооборудования, препятствующую неправильным действиям персонала при переключениях в схемах электрических соединений.

Данными устройствами оснащаются все разъединители, заземляющие ножи, выключатели.

Оперативная блокировка рассматривается как дополнительное средство, препятствующее производству ошибочных операций оперативным персоналом.

9.2 Требования и принципы выполнения устройств блокировки

Требования, предъявляемые к устройствам блокировки:

а) блокировка должна быть полной, т.е. предусматривать блокирование всех неправильных операций, которые могут быть произведены разъединителями;

б) устройства оперативной блокировки и блокировки заземляющих ножей должны осуществляться по общей схеме;

в) блокировка должна быть надежна в эксплуатации, т.е. при различных неисправностях или исчезновении напряжения оперативного тока блокировка не позволяла производить операции с разъединителями;

г) приводы разъединителей должны запираются блок-замками только в крайних положениях "Включено" и "Отключено". В промежуточных

положениях устройства блокировки должны препятствовать запираению приводов и выниманию ключа из замка;

д) установка механических замков на приводах должна производиться на неподвижных деталях, чтобы не увеличивать инерцию подвижных частей механизма;

е) необходимо также выполнить указанную блокировку так, чтобы не вызвать отключения выключателей при попытке вынуть ключ из замка;

ж) блокировка не должна без надобности усложнять или замедлять операции с разъединителями, что особенно важно при большом количестве присоединений;

з) блокировка не должна препятствовать включению и отключению выключателя при разобранной схеме за исключением возможности подачи напряжения на заземлённые участки присоединений включением выключателя.

Оперативная блокировка разъединителями с выключателями предотвращает включение и отключение разъединителями активной и реактивной мощности, а также больших уравнивающих токов или включение на несинхронное напряжение.

Блокировка защитных заземлений предотвращает включение заземляющих ножей на участки присоединений, находящихся под напряжением, включение разъединителей на участки присоединений, заземлённые включёнными заземляющими ножами, подачу напряжения выключателем на заземлённый участок присоединения.

Для разъединителей устройства блокировки выполняются таким образом, чтобы исключить:

а) оперирование разъединителем под нагрузкой;

б) возможность подачи напряжения разъединителем на заземлённый участок цепи;

в) проведение операций с разъединителем одной из фаз (применимо для разъединителей с пофазным исполнением) при включённых заземляющих ножах на любой другой фазе.

Для заземляющих ножей:

а) включение заземляющего ножа на участке цепи, не отделённом разъединителями от участков, находящихся под напряжением;

б) включение заземляющего ножа сборных шин распределительного устройства собственных нужд 6 кВ при рабочем положении тележек выключателей.

Для выключателей:

а) возможность подачи напряжения выключателем на заземлённый участок цепи. Это достигается тем, что от других участков цепей выключатель отделяется с обеих сторон разъединителями, сблокированными с заземляющими ножами таким образом, что включение заземляющего ножа с одной стороны выключателя оказывается возможным только при отключённом разъединителе с другой стороны выключателя и, наоборот, включение разъединителя с одной

стороны выключателя возможно при отключённом заземляющем ноже с другой стороны выключателя;

б) вкатывание тележек выключателей в рабочие положения при включённом заземляющем ноже шин распределительного устройства 6 кВ.

9.3 Системы и устройства блокировок безопасности

Наиболее широкое применение получили следующие блокировки безопасности: механическая непосредственного действия, электромагнитная и механическая замковая (электромеханическая). Остальные имеющиеся системы блокировок не получили широкого применения и в настоящее время заменены указанными выше блокировками.

На рисунке 9.1 показана структурная схема системы блокировки. Каждый комплекс блокировки может быть представлен совокупностью таких элементов, как блок логического построения (блок логики), блок-замок и блокируемый объект. Блокируемыми объектами являются разъединители, отделители, короткозамыкатели, выкатные тележки комплектного распределительного устройства и заземляющие ножи.

Блок-замок представляет собой устройство, которое устанавливается на ручном приводе оборудования (механическая замковая, электромагнитная, программная блокировки) или является частью цепи управления двигателем приводом (электромеханическая, электрическая и программная блокировки).



Рисунок 9.1 – Структурная схема системы блокировки

9.3.1 Механическая блокировка непосредственного действия

Механическая блокировка непосредственного действия применяется в простых схемах, а также как дополнительное средство при наличии других основных видов блокировок. Также она применяется в комплектных распределительных устройствах (блокировка от вкатывания тележки в рабочее положение при включенном заземляющем разъединителе, автоматическое закрытие защитных шторок при выкатывании тележки и др.), а также для блокирования разъединителей с заземляющими ножами. Блокировку выполняют

с помощью стопоров, защелок и других механических приспособлений, которые стопорят поворотную часть механизма в отключённом состоянии.

Для линейных разъединителей и заземляющих ножей используется блокировка, которая препятствует подключению заземляющих ножей к включённым частям и подаче напряжения на заземлённый участок линии. Эти блокировки выполняются с помощью диска с прорезью и сектора, как показано на рисунке 9.2. На данном рисунке под цифрой 1 показана ситуация, когда линейный разъединитель включён. В таком случае заземляющий нож включить нельзя, т.е. нельзя заземлить находящийся под напряжением участок линии. Заземляющий нож можно включить только при отключённом линейном разъединителе, как показано на рисунке под цифрой 2, т.е. при отключённом участке линии. Под цифрой 3 показана ситуация, когда заземляющий нож включён. В таком положении нельзя включить линейный разъединитель, т.е. нельзя включить напряжение на заземлённый участок линии.

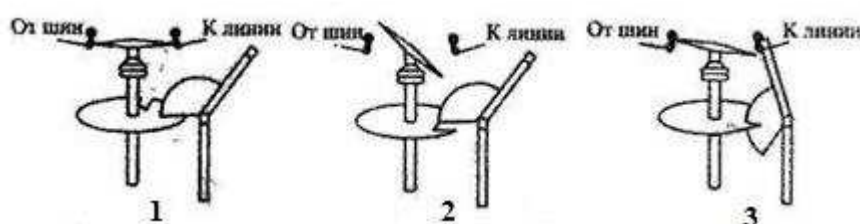


Рисунок 9.2 – Механическая блокировка линейного разъединителя и заземляющего ножа

В самых простых схемах, если механическая блокировка непосредственного действия обеспечивает полностью безопасность производства операции, другие типы блокировок не применяются.

9.3.2 Электромагнитная блокировка

Электромагнитная блокировка используется в распределительных устройствах со сложными схемами первичных соединений независимо от напряжения при большом количестве присоединений. Достоинством этой системы являются ее универсальность (она применима для любой конструкции распределительного устройства и при любой схеме первичных соединений), простота операций при минимальных затратах времени.

Данная блокировка обеспечивает определённую последовательность включения и отключения коммуникационных аппаратов и исключает возможность возникновения опасных ситуаций: включение или отключение разъединителя под нагрузкой, включение заземляющих ножей на участок линии под напряжением, подачу напряжения на заземлённый участок линии.

При выполнении схем электромагнитной блокировки разъединителей, отделителей и заземляющих ножей исключается возможность неправильных операций.

При этом:

а) разъединитель механически заблокирован с заземляющим ножом таким образом, что включить разъединитель можно только при отключённом заземляющем ноже, а включить заземляющий нож - только при отключённом разъединителе;

б) для разъединителя, главные ножи которого управляются электродвигательным приводом, должна выполняться электромагнитная блокировка между главными и заземляющими ножами, несмотря на наличие механической блокировки между ними. Это вызвано тем, что включение электродвигателя привода главных ножей может производиться независимо от положения заземляющих ножей. Поэтому для исключения повреждения электродвигателя привода из-за работы в заторможенном режиме или поломки механической блокировки между главным и заземляющими ножами включение электродвигателя запрещается, если заземляющие ножи разъединителя включены;

в) для разъединителей с электродвигательным приводом оперативная блокировка осуществляется разрывом цепей управления электродвигательного привода при несоблюдении условий, при которых допустимо оперирование. Разрыв осуществляется контактами реле блокировки, обмотка которого включена в цепи оперативной блокировки разъединителя.

Операция переключения прекращается, если во время переключения изменяются условия, при которых эта операция разрешается.

Для возможности осуществления блокировки при ручном управлении главными и заземляющими ножами предусматриваются блок-замки. Их укрепляют на приводе электрического аппарата. Шток блок-замка закрывает доступ к валу привода для установки рукоятки ручного оперирования. Шток может быть вытянут только в том случае, если в блок-замок вставлен ключ и соблюдены условия, при которых допустимо оперирование ножами разъединителя.

На рисунке 9.3 изображена схема блок-замка ключа электромагнитной блокировки. Основным конструктивным элементом замка является запорный стержень с пружиной. С помощью запорного стержня привод аппарата запирают в одном из положений (стержень находится в одном из отверстий привода). Основным элементом ключа является электромагнит (намагничивающийся стержень с обмоткой с пружиной). Для открывания замка вилку ключа вставляют в розетку соответствующего замка. Напряжение к гнездам подают автоматически блок-контактами, положение которых согласуется с положением привода выключателя или разъединителя: в розетку замков разъединителей напряжение подается только при выключенном выключателе.

Стержень ключа при наличии напряжения в розетке притягивает запорный стержень замка, который выдвигается, отверстия привода, и замок отпирается.

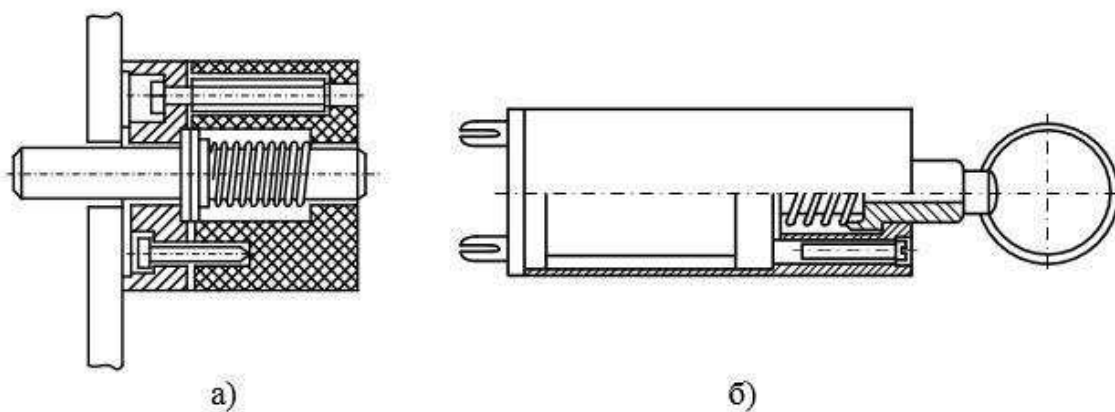


Рисунок 9.3 – Схема блок-замка и ключа электромагнитной блокировки:
 а) электромагнитный блок-замок, б) электромагнитный ключ

Приводы снабжены также механизмом блокировки, который исключает возможность осуществления электродвигательного оперирования при ручных операциях. Блокировка выполнена включением в цепи управления электродвигателя привода главных ножей разъединителя контакта конечного выключателя, который размыкается, когда на вал привода устанавливается рукоятка ручного оперирования.

Электропитание цепей оперативной блокировки осуществляется от сети собственных нужд переменного тока напряжением 220 В через выпрямительные устройства. На случай пропадания напряжения на одной из секций щита собственных нужд установлена система автоматического ввода резерва. Полная потеря системы собственных нужд приводит к прекращению функционирования всей системы блокировок.

На некоторых энергообъектах, в основном введенных в эксплуатацию в 50-60-х годах прошлого века, питание цепей оперативной блокировки осуществляется от аккумуляторной батареи.

Цепи питания блокировок целесообразно держать постоянно под напряжением, чтобы непрерывно контролировать состояние их изоляции.

9.3.3 Механическая замковая (электромеханическая) блокировка

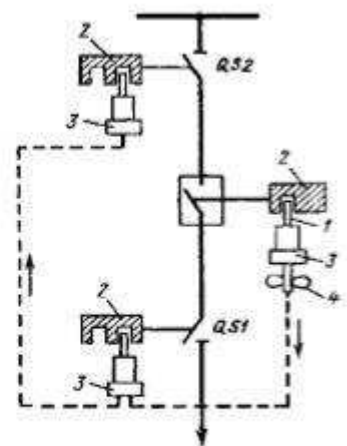
Механическая замковая или электромеханическая блокировка применяется в распределительных устройствах с простыми первичными схемами и небольшим количеством присоединений. При сложных схемах первичных цепей или большом количестве присоединений операции с разъединителями усложняются и замедляются.

На рисунке 9.4 изображена механическая замковая блокировка. Она работает по следующему принципу: несколько взаимно блокируемых приводов выключателей и разъединителей запирается замками, имеющими один общий ключ. Необходимая последовательность действия при операциях с разъединителями достигается обменом ключей в замках. Это возможно благодаря конструктивному соответствию замка и ключа, т.е. каждое гнездо

замка имеет свой секрет, соответствующий секрету ключа. При включенном положении выключателя ключ находится в замке привода и может быть извлечен из него только после отключения данного выключателя. Далее ключом открываются замки соответствующих разъединителей и производятся операции с ними. Ключ не предназначен для отпирания замков разъединителей, относящихся к другим выключателям. Включение присоединения производится в обратном порядке.



а)



б)

Рисунок 9.4 – Механическая замковая блокировка:

а) механический блок-замок, б) схема обмена ключей

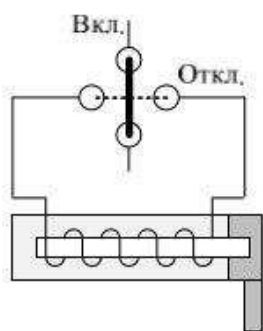
В распределительных устройствах с двойной системой шин вводится дополнительный элемент - обменная рейка или обойма, устанавливаемая в распределительном устройстве. Обменная рейка служит для хранения ключей от блокировочных замков шинных разъединителей. Ключи могут быть получены из замков обменной рейки только после включения шиносоединительного выключателя и его разъединителей. Механическая замковая и электромеханическая блокировки основаны на одном принципе. Механическая замковая блокировка применяется для схем с местным управлением выключателя, блокировочный замок которого механически связан с приводом. Электромеханическая блокировка применяется для схем с дистанционным управлением выключателя. Блокировочный замок выключателя имеет электрическую связь с цепями управления выключателей.

На рисунке 9.5 изображена электромеханическая блокировка. Электромагнитный замок действует по следующему принципу. Ключ вставлен нормально в замок, и ползун замка заторможен сердечником электромагнита. Запорный стержень расположен внутри втулки. При отключении выключателя ключом управления на обмотку электромагнита подается напряжение, сердечник втягивается и при этом освобождается ползун, что позволяет повернуть ключ и вынуть его из замка. Одновременно с поворотом ключа передвигается запорный стержень, который, нажимая на блок-контакт,

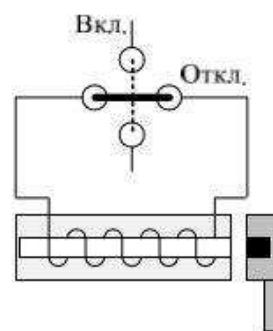
переключает контакты последнего, и они остаются в этом положении до возврата запорного стержня в исходное положение. В исходное же положение стержень можно вернуть, вставив в замок ключ и повернув его в обратную сторону. В этом случае блок-контакты возвращаются в первоначальное состояние под действием пружины.



а)



б)



в)

Рисунок 9.5 – Электромеханическая блокировка:

а) блок-замок на щите управления выключателем, б) включённое положение выключателя, в) отключённое положение выключателя

Достоинством указанных систем блокировки является возможность ее осуществления без дополнительных затрат на прокладку электрических цепей блокировки и на установку блок-контактов на всех блокируемых элементах.

9.3.4 Программная блокировка

В последнее время на энергообъектах нового поколения начала применяться программная блокировка, реализованная с помощью микропроцессорных устройств. Основным элементом программной блокировки является блок логики, представляющий собой программу, которая разрабатывается для каждой конкретной подстанции, в соответствии с её первичной схемой коммутации, и загружается в терминал. В терминал приходят сигналы о положении разъединителей, заземляющих ножей и выключателей, производится обработка сигналов по заданному алгоритму, и на выходе терминала формируется сигнал о разрешении или запрете проведения

определённой операции. В случае разрешения к замку соответствующего разъединителя подается напряжение.

Программная блокировка осуществляет непрерывный самоконтроль, результаты которого записываются и сводятся в таблицы. Также достоинством системы является снижение количества необходимых компонентов и прокладываемых кабельных линий. Но, в случае сбоя в применяемых микропроцессорных устройствах, может поступить ложный или самопроизвольный сигнал на операцию с каким-либо оборудованием. И из-за отсутствия блокировочных устройств на приводе разъединителя, последний может совершить замыкание или размыкание главных или заземляющих ножей без ведома оператора, что имело место быть на действующих объектах энергетики. Вследствие этого, зачастую программная блокировка резервируется с помощью электромагнитной блокировкой, которая также позволяет блокировать оборудование при переходе на ручное управление.

Ведутся разработки различных исполнений программной блокировки, каждая из которых состоит из нескольких уровней, один – на щите управления (блок логики, самодиагностика), другой – непосредственно на распределительном устройстве (информация о состоянии блок-контактов и передача разрешающего сигнала на оперирование). Отличие заключается в реализации данных уровней и связи между ними.

В основном, применение программной блокировки целесообразно при введении в эксплуатацию новых энергообъектов, а также при полной реконструкции действующих объектов энергоснабжения.

Таким образом, оперативные блокировки безопасности представлены различными комплексами, каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки, в соответствии с которыми получил ограниченное или масштабное применение в распределительных устройствах электрических станций и подстанций.

9.4 Деблокировка устройств блокировки

В том случае, если блокировка не разрешает проведение какой-либо операции, необходимо прекратить переключение и проверить:

- а) правильность выбранного присоединения;
- б) положение коммутационных аппаратов, связанных с производством переключения, и его соответствие производимой на данном присоединении операции;
- в) целостность предохранителей в цепях блокировки и исправность электромагнитного ключа.

Если в результате такой проверки установлена неисправность блокировки, об этом сообщается лицу, отдавшему распоряжение о переключениях.

Оперативному персоналу, непосредственно производящему переключения, запрещается самовольно деблокировать устройства блокировки.

Разрешение на операции по деблокированию оперативному персоналу может выдавать оперативный персонал центра управления сетями, начальник смены объекта, главный инженер станции. Разрешение на деблокирование выдается только после проверки по месту установки действительного положения коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей и выяснения причины отказа блокировки по разрешению лиц, уполномоченных на это распорядительными документами субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии). В этом случае бланк переключений составляется заново с внесением операций по деблокированию. Если возникает необходимость деблокирования, а операции выполнялись без бланка переключений, составляется бланк переключений с внесением в него операций по деблокированию.

У замков электромагнитной блокировки старого образца сбоку корпуса имеются два «язычка», которые должны быть опломбированы. При деблокировании оперативной блокировки пломбы срываются, и оператор, нажимая на «язычок», разблокирует замок. Для деблокирования замков нового типа используется магнитный ключ, который не требует наличия напряжения на клеммах замка. На рисунке 9.6 показаны деблокирующие элементы блок-замков электромагнитной блокировки старого и нового образца.



Рисунок 9.6 – Деблокирующие элементы блок-замков электромагнитной блокировки:

а) старого образца б) нового образца

9.5 Блокировки безопасности открытого распределительного устройства 220 кВ Селемджинской ГЭС

В распределительном устройстве 220 кВ Селемджинской ГЭС устанавливается механическая блокировка непосредственного действия для блокирования разъединителей и заземляющих ножей. Данная блокировка препятствует подключению заземляющих ножей к включённым частям и подаче напряжения на заземлённый участок линии. Используется в качестве дополнительного средства блокировки.

Также предусмотрена электромагнитная блокировка. Она устанавливается на привод, предназначенный для оперирования заземляющими ножами и разъединителями на распределительном устройстве. Данная блокировка обеспечивает определённую последовательность включения и отключения коммуникационных аппаратов и исключает возможность возникновения опасных ситуаций: включение или отключение разъединителя под нагрузкой, включение заземляющих ножей на участок линии под напряжением, подачу напряжения на заземлённый участок линии.

Операция с каждым шинным разъединителем любого присоединения разрешается в двух случаях: если отключён выключатель, разъединитель и его заземляющий нож другой системы шин данного присоединения, а также заземляющий нож с другой стороны выключателя. Во всех схемах блокировки следует учитывать, что при отключении выключателя нельзя считать, что гарантирован разрыв цепи, поскольку выключатель может быть случайно включён; если включены шиносоединительный выключатель и оба его разъединителя, а также разъединитель другой системы шин данного присоединения. Это условие обеспечивает перевод присоединений с одной системы шин на другую без перерыва питания. Возможность оперирования шинным разъединителем обеспечивается питанием электромагнитных замков от шинки ШБР. Для включения шинных разъединителей в обоих случаях необходимо, чтобы были отключены заземляющие ножи шин. Это обеспечивается питанием электромагнитных замков от шинок 1ШБ и 2ШБ.

Для операции с линейным разъединителем линии достаточным условием является отключённое положение выключателя и заземляющих ножей по обе его стороны. В данном случае на распределительном устройстве 220 кВ используется однофазный выключатель ВЭБ-220. В связи с этим используется три блок-контакта, соединённые последовательно.

Операции с заземляющими ножами шин возможны при отключении всех шинных разъединителей данной системы шин.

Оперирование обходным разъединителем любого из присоединений разрешается при условии, если обходная система шин свободна и не заземлена, т. е. отключены заземляющие ножи, обходной выключатель и все остальные индивидуальные разъединители обходной системы шин. Оперирование заземляющими ножами обходной системы шин разрешается при условии, что отключены все индивидуальные разъединители обходной системы шин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Селемджинской ГЭС, с плотиной высотой 57 м на реке Селемджа, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев: $Q_{0,1\%} = 7045 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%} = 8745 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов была выбрана установленная мощность Селемджинской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки в период межени и половодья. Установленная мощность составила 280 МВт. Определен уровень мёртвого объема, отметка которого равна 788,00 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет 6,93 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,75 млрд. кВт·ч.

На втором этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 49 м;

расчётный – 38,8 м;

минимальный – 25,3 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет 617 м³/с.

Была выбрана турбина типа ПЛ 50 – В – 600. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с тремя гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 6 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 1130/140-48 с номинальной активной мощностью 93,3 МВт.

Далее был выбран класс напряжения и тип РУ ОРУ 220 кВ, а также структурная схема ГЭС с простыми блоками и принята схема распределительного устройства - "две системы сборных шин с обходной". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ - 125000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-2500/13,8 УХЛ-1.

Распределительное устройство принято типа ОРУ.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель ВГГ-20 производства компании «Высоковольтный союз», в качестве выключателей на ОРУ были выбраны элегазовые баковые выключатели ВЭБ-220 производства ОАО ВО «Электроаппарат».

Затем был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Селемджинской ГЭС спроектирована по приплотинной схеме.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи;
- глухая бетонная плотина;
- станционная часть;
- правобережная и левобережные бетонные плотины.

На данном этапе расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы - 39,2 м;
- отметка подошвы водосливной плотины - 756,00 м;
- отметка гребня водослива - 801,00 м;
- число водосливных отверстий - 6;
- ширина водосливных отверстий в свету - 20 м;
- отметка гребня плотины – 815 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчётов коэффициент надежности сооружения составляет 1,37 (нормативное значение для сооружений I класса - 1,25). При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Селемджинской ГЭС отвечает требованиям надежности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии - 18 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения - 92423,1 руб./кВт;
- срок окупаемости 5,5 года.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Селемджинской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ ВОСТОКА. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.
9. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
10. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
12. Каталог трансформаторов «СВЭЛ» [Электронный ресурс] // «СВЭЛ». – Режим доступа: <http://www.svel.ru>

13. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
14. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
15. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>
16. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
18. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
19. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
20. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
21. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
23. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.
24. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
25. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
26. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
27. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

28. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

29. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

30. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

31. РД 34.35.512 Инструкция по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения– Введ. 05.10.1979 – Москва – 53 с.

32. Распоряжение №276р от 05.05.2010 «Порядок организации оперативной блокировки на подстанциях нового поколения» / ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 г.

33. Костромин А.И., Блокировка разъединителей с выключателями для предупреждения ошибочных операций / ОРГРЭС. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1959. – 71с. – б.ц.

34. Костромин А.И., Блокировка разъединителей с выключателями для предупреждения ошибочных операций. – М.- Л.: Госэнергоиздат, 1951. – 40 с. с чертежами.

35. СТО 59012820.29.020.005-2011 Правила переключений в электроустановках. – Введ. 25.10.2011 – Москва : ОАО «Системный оператор единой энергетической системы», 2011 – 110 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчёты

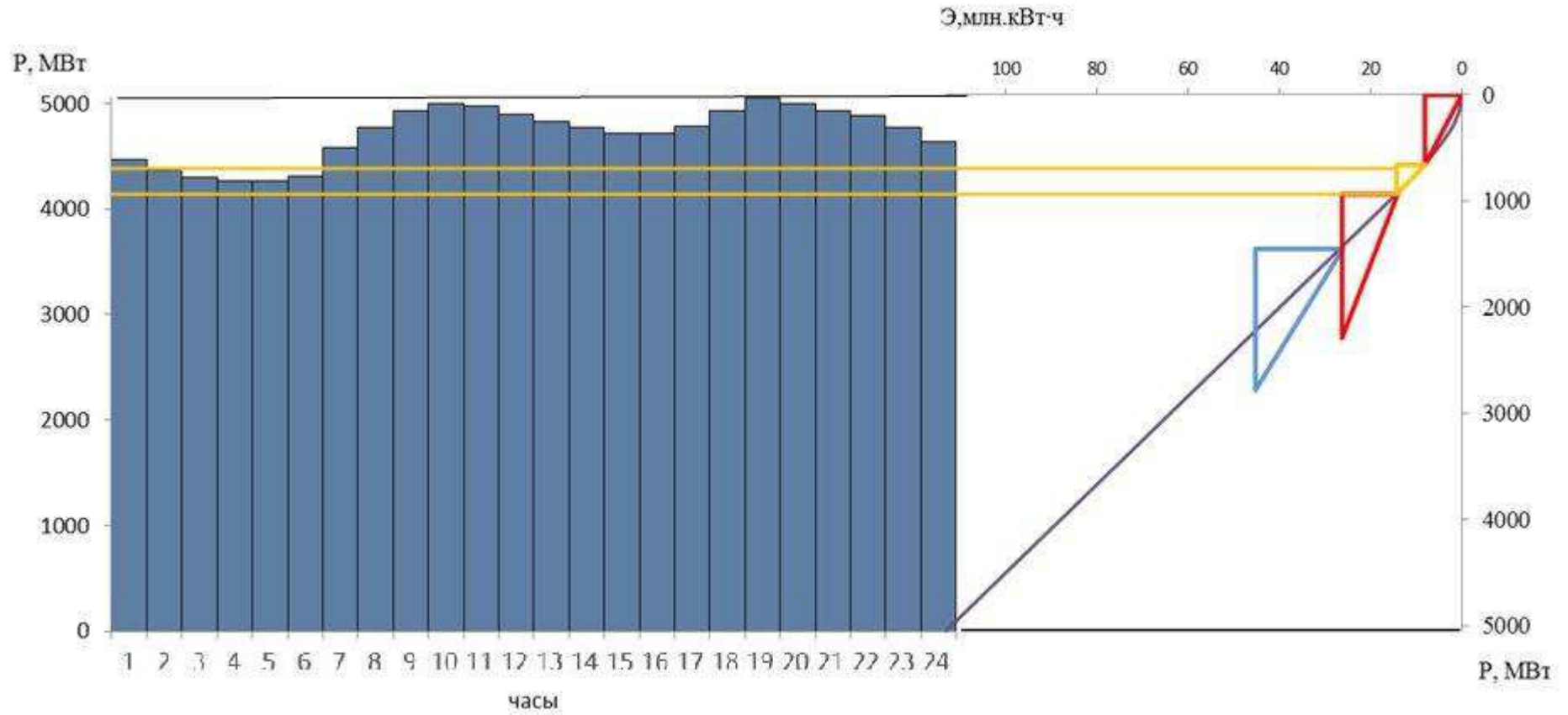


Рисунок А.1 – Интегральная кривая нагрузки для зимы

Продолжение приложения А

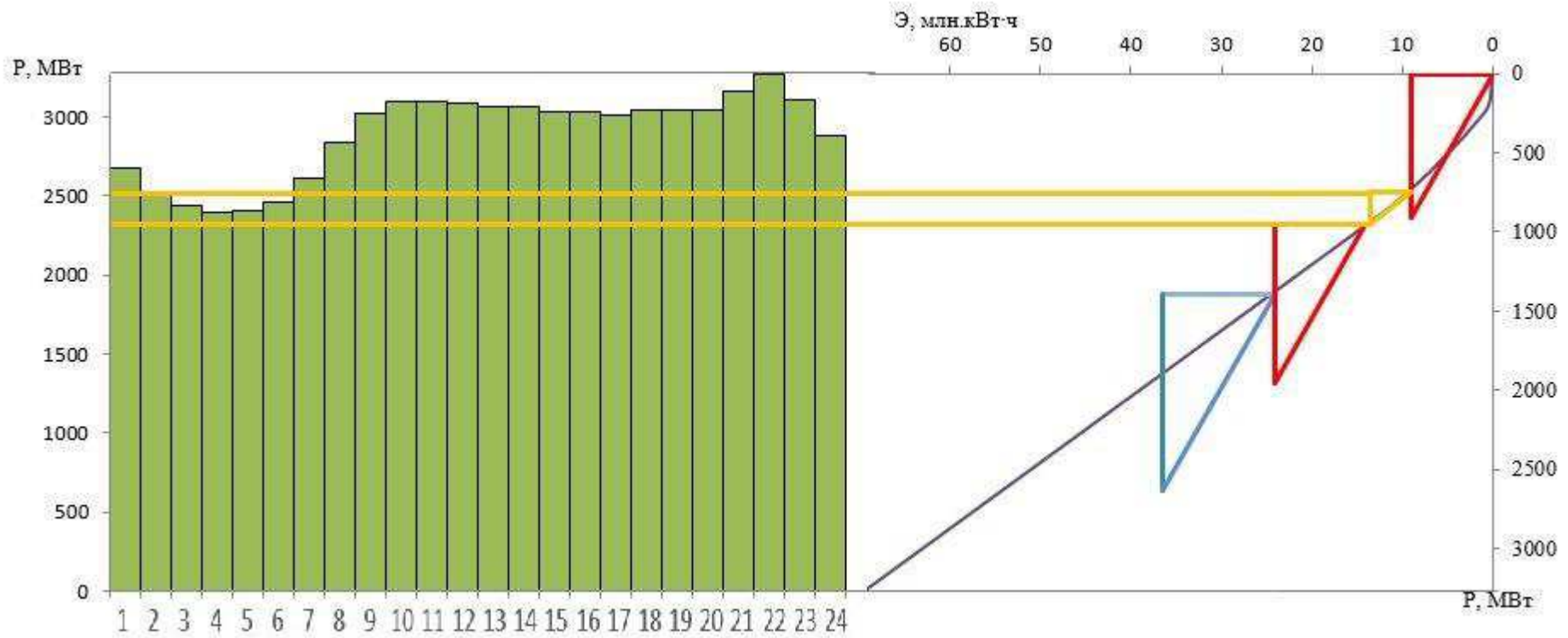


Рисунок А.2 – Интегральная кривая нагрузки для лета

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Сработка Селемджинской ГЭС в маловодном году

Месяц	Qпол- быт, м³/с	Q Филь, м³/с	Qхол. Сб, м³/с	Qвод- ща, м³/с	Qгэс, м³/с	Qвхк, м³/с	Qнб, м³/с	V, км³			Zвб нач, м	Zвб кон, м	Zсред, м	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгаран, МВт
								Vнач	ΔV	Vкон							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
XI	120	2	0	180	298	300	300	11,21	0,47	10,74	810,00	808,70	809,35	760,62	48,26	122	ВХК
XII	50	2	0	653	701	300	703	10,74	1,75	8,99	808,70	804,70	806,70	762,60	43,63	260	260
I	18	2	0	778	794	300	796	8,99	2,08	6,91	804,70	799,45	802,07	763,02	38,58	260	260
II	10	2	0	290	298	300	300	6,91	0,70	6,21	799,45	796,93	798,19	760,62	37,10	94	ВХК
III	8	2	0	292	298	300	300	6,21	0,78	5,43	796,93	793,57	795,25	760,62	34,16	92	по ВХК
IV	107	2	0	443	548	550	550	5,43	1,15	4,28	793,57	787,76	790,66	761,89	28,31	132	по ВХК
V	1207	2	0	-500	705	550	707	4,28	-1,34	5,62	787,76	794,44	791,10	762,29	28,34	170	по ВХК
VI	1227	2	0	-590	635	550	637	5,62	-1,53	7,15	794,44	800,19	797,32	762,00	34,85	188	по ВХК
VII	1603	2	0	-900	701	550	703	7,15	-2,41	9,56	800,19	805,88	803,04	762,28	40,29	240	по ВХК
VIII	1072	2	0	-450	620	550	622	9,56	-1,21	10,76	805,88	808,75	807,32	761,93	44,91	237	по ВХК
IX	738	2	0	-100	636	550	638	10,76	-0,26	11,02	808,75	809,46	809,11	762,00	46,64	252	по ВХК
X	503	2	0	-70	431	300	433	11,02	-0,19	11,21	809,46	810,00	809,73	761,32	47,94	176	по ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Сработка Селемджинской ГЭС в средневодном году по мощностям маловодного

Месяц	Qпол- быт, м³/с	Q Филь, м³/с	Qхол. Сб, м³/с	Qвод- ща, м³/с	Qгэс, м³/с	Qвхк, м³/с	Qнб, м³/с	V, км³			Zвб нач, м	Zвб кон, м	Zсред, м	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгаран, МВт	Э, млн.кВт·ч
								Vнач	ΔV	Vкон								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
XI	124	2	0	176	298	300	300	11,21	0,46	10,75	810,00	808,73	809,36	760,62	48,27	122	по ВХК	88
XII	51	2	0	653	702	300	704	10,75	1,75	9,00	808,73	804,72	806,72	762,60	43,65	260	260	187
I	24	2	0	770	792	300	794	9,00	2,06	6,94	804,72	799,55	802,14	763,01	38,65	260	260	187
II	15	2	0	290	303	300	305	6,94	0,70	6,24	799,55	797,05	798,30	760,65	37,19	96	по ВХК	69
III	12	2	0	310	320	300	322	6,24	0,83	5,41	797,05	793,50	795,27	760,74	34,06	94	по ВХК	68
IV	166	2	0	436	600	550	602	5,41	1,13	4,28	793,50	787,77	790,63	762,13	28,03	143	по ВХК	103
V	1230	2	0	-680	548	550	550	4,28	-1,82	6,10	787,77	796,50	792,13	761,63	30,04	140	по ВХК	101
VI	1622	2	0	-700	920	550	922	6,10	-1,81	7,92	796,50	802,30	799,40	763,17	35,76	280	по ВХК	201
VII	2074	2	450	-1250	822	550	1274	7,92	-2,14	10,06	802,30	807,00	804,65	764,46	39,72	277	по ВХК	200
VIII	1233	2	100	-504	727	550	829	10,06	-1,08	11,14	807,00	809,80	808,40	762,80	45,13	279	по ВХК	201
IX	1076	2	330	-357	717	550	1049	11,14	-0,07	11,21	809,80	810,00	809,90	763,66	45,77	279	по ВХК	201
X	504	2	0	0	502	300	504	11,21	0,00	11,21	810,00	810,00	810,00	761,67	47,86	204	по ВХК	147

Окончание приложения А

Таблица А.3 – Сработка Селемджинской ГЭС в средневодном году по уровням маловодного

Месяц	Qпол- быт, м³/с	Q Филь, м³/с	Qхол. Сб, м³/с	Qвод- ща, м³/с	QГЭС, м³/с	QВХК, м³/с	Qнб, м³/с	V, км³			Zвб нач, м	Zвб кон, м	Zсред, м	Zнб, м	H, м	NГЭС, МВт	Nгаран, МВт	Э, млн.кВт·ч
								Vнач	ΔV	Vкон								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
XI	124	2	0	180	302	300	304	11,21	0,47	10,74	810,00	808,70	809,35	760,64	48,24	124	по ВХК	89
XII	51	2	0	599	648	300	650	10,74	1,60	9,14	808,70	805,00	806,85	762,35	44,03	242	242	180
I	24	2	8	697	719	300	729	9,14	1,89	7,25	805,00	800,51	802,75	762,72	39,56	242	242	180
II	15	2	0	290	303	300	305	7,25	0,70	6,55	800,51	798,21	799,36	760,65	38,24	98	по ВХК	66
III	12	2	0	292	302	300	304	6,55	0,78	5,77	798,21	795,10	796,65	760,64	35,54	91	по ВХК	68
IV	166	2	0	193	357	300	359	5,77	0,50	5,27	795,10	792,82	793,96	760,95	32,54	99	по ВХК	71
V	1230	2	0	-540	688	520	690	5,27	-1,45	6,71	792,82	798,79	795,80	762,22	33,11	194	по ВХК	144
VI	1622	2	350	-704	916	520	1268	6,71	-0,92	7,63	798,79	801,57	800,18	764,44	35,27	275	по ВХК	198
VII	2074	2	420	-1240	832	520	1254	7,63	-2,20	9,83	801,57	806,47	804,02	764,39	39,16	277	по ВХК	206
VIII	1233	2	150	-500	731	520	883	9,83	-0,94	10,76	806,47	808,76	807,61	763,02	44,13	274	по ВХК	204
IX	1076	2	260	-360	714	520	976	10,76	-0,26	11,02	808,76	809,47	809,11	763,38	45,26	275	по ВХК	198
X	504	2	0	-70	432	300	434	11,02	-0,19	11,21	809,47	810,00	809,74	761,33	47,94	176	по ВХК	131

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Параметры и характеристики проектируемой гидротурбины

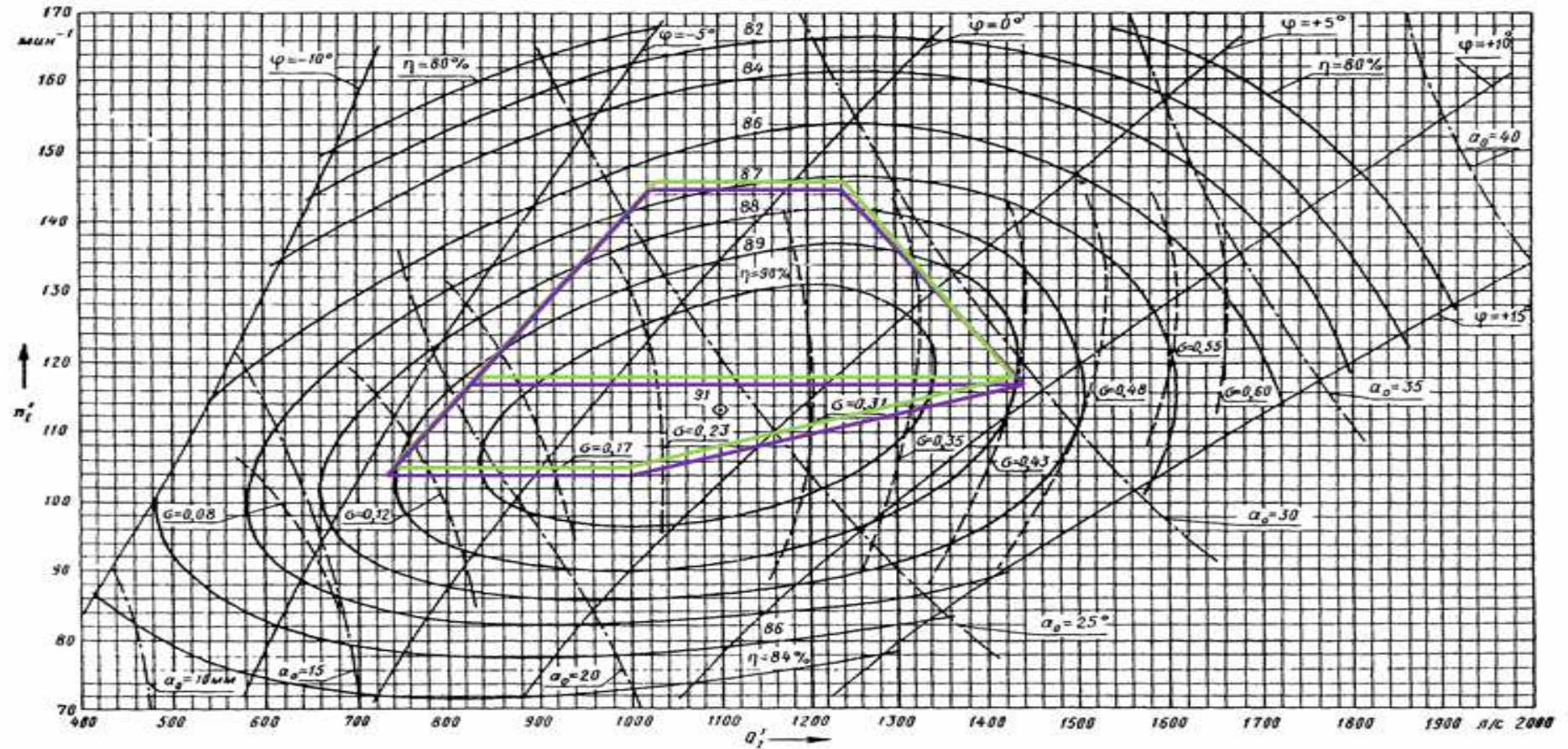


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика ПЛД 50-В-375 и ПЛД 50-В-530

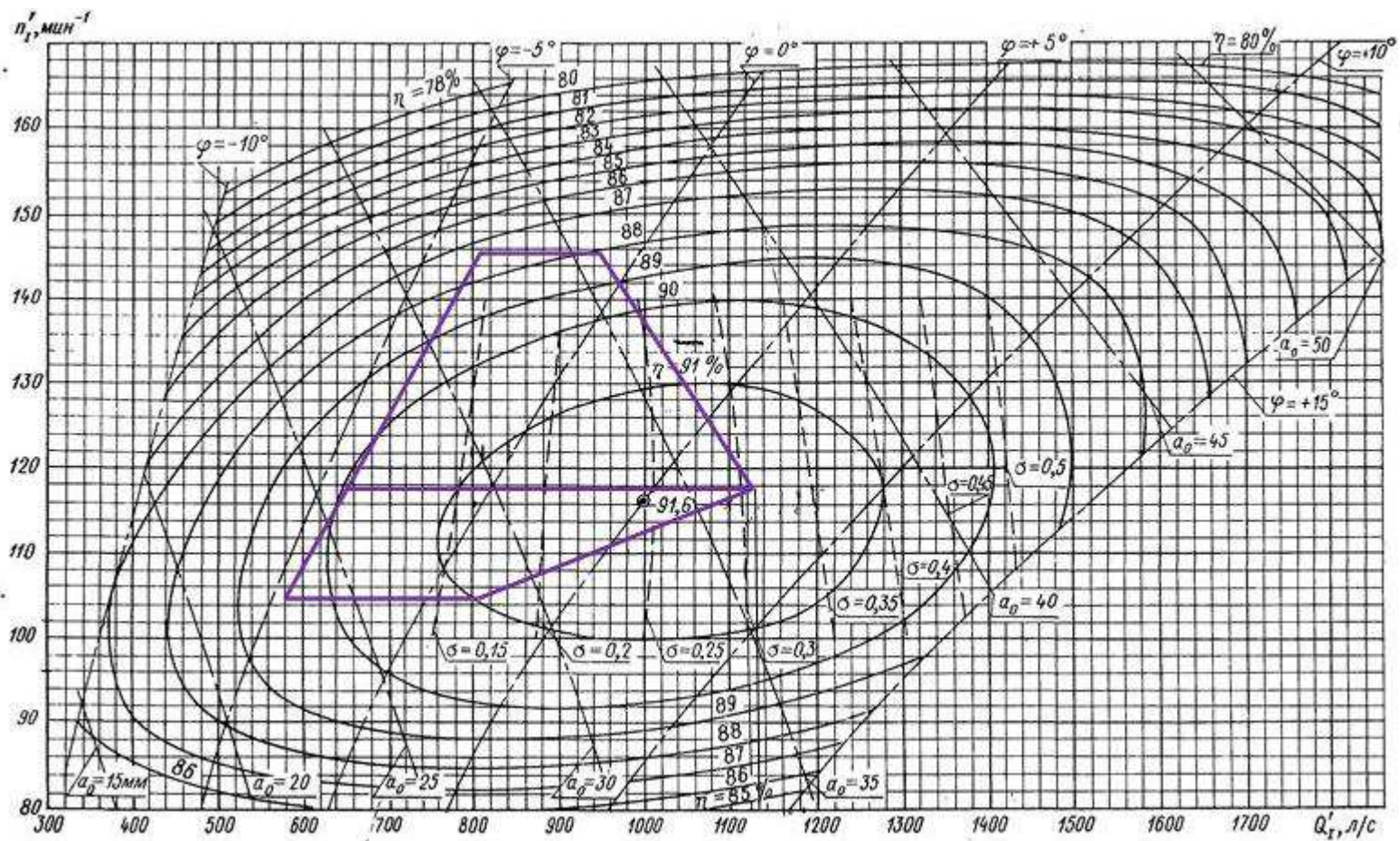


Рисунок Б.2 – Главная универсальная характеристика ПЛ 50-В-600

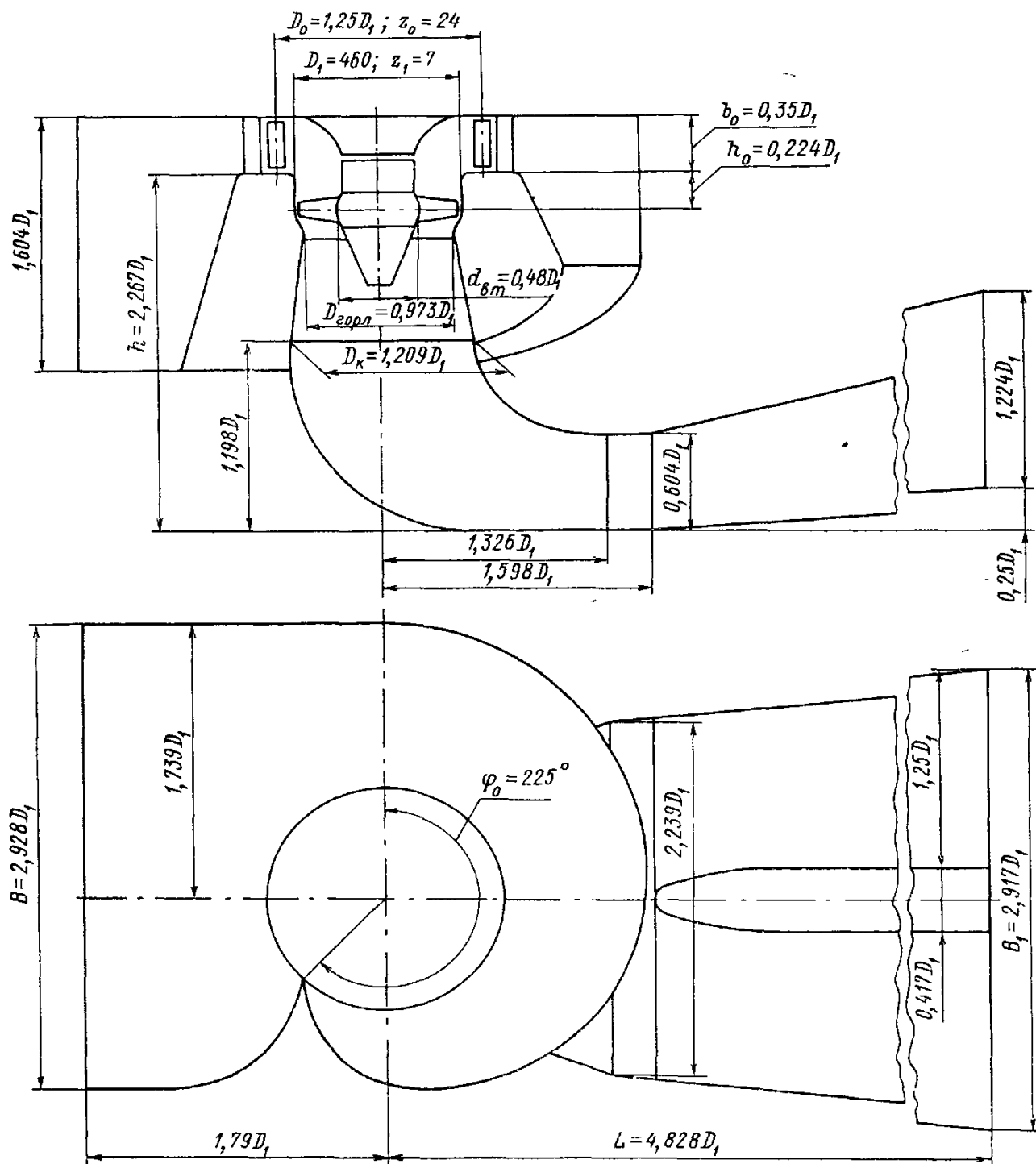
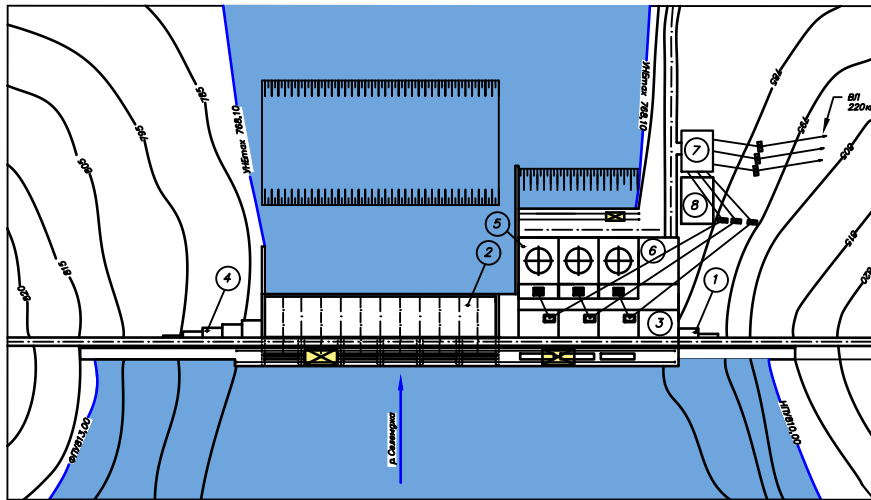
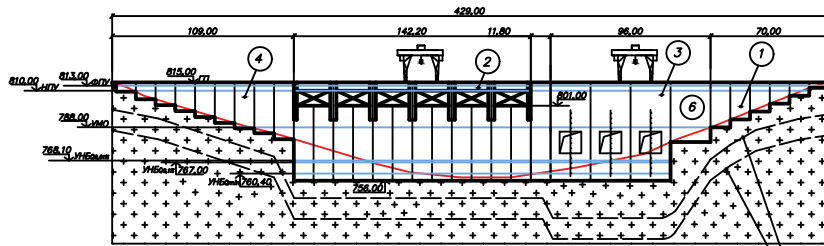


Рисунок Б.3 – Проточная часть турбины ПЛ 50-В-600

Генеральный план
1:1000



Вид с верхнего бьефа
1:1000



Экспликация объектов

№	Наименование
1	Проборезная часть бетонная плита
2	Бетонная боковая плита
3	Станционная часть бетонная плита
4	Левоборезная часть бетонная плита
5	Машинный зал
6	Монтажная площадка
7	ОРУ 220кВ
8	Административное здание

Условные обозначения

[Symbol]	Дробка
[Symbol]	Автоматова
[Symbol]	Трансформатор
[Symbol]	Гидрогенератор

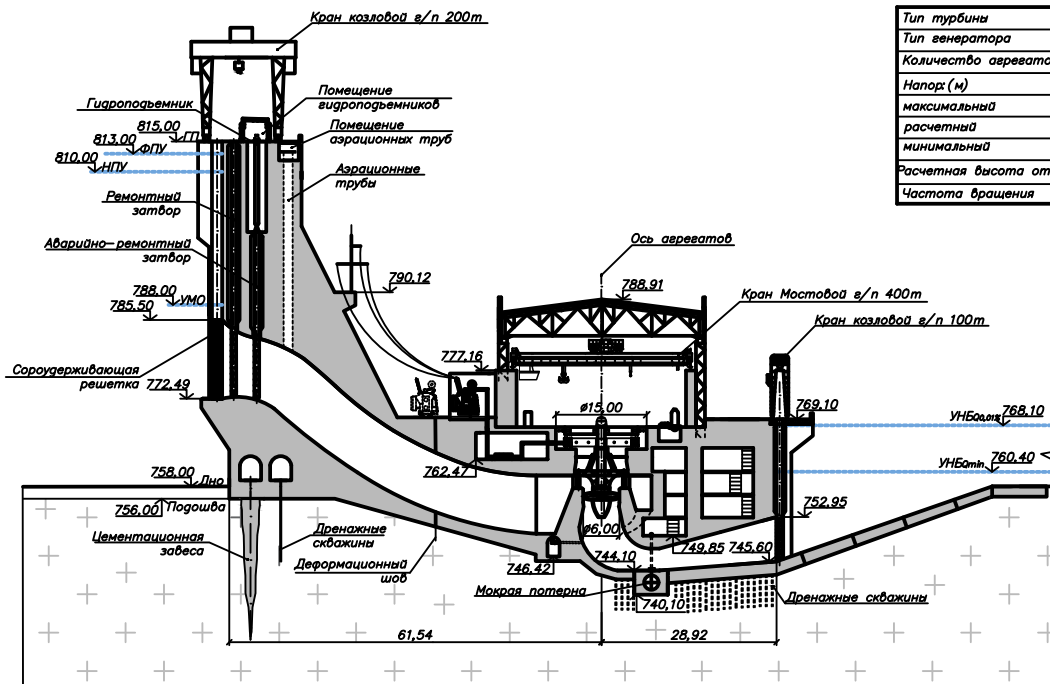
Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ВКР-13.03.02-541311267-7/1	Уплотнительный слой бетонной плите	
2	ВКР-13.03.02-541311267-7/2	Уплотнительный слой бетонной плите	
3	ВКР-13.03.02-541311267-7/3	Уплотнительный слой бетонной плите	
4	ВКР-13.03.02-541311267-7/4	Уплотнительный слой бетонной плите	
5	ВКР-13.03.02-541311267-7/5	Уплотнительный слой бетонной плите	
6	ВКР-13.03.02-541311267-7/6	Уплотнительный слой бетонной плите	
7	ВКР-13.03.02-541311267-7/7	Уплотнительный слой бетонной плите	

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР-13.03.02-541311267-П1		Саванно-Шушенский филиал СФУ	
Генеральный инженер	Генеральный архитектор	Генеральный инженер	Генеральный архитектор

Поперечный разрез по станционной плотине и зданию ГЭС
1:400



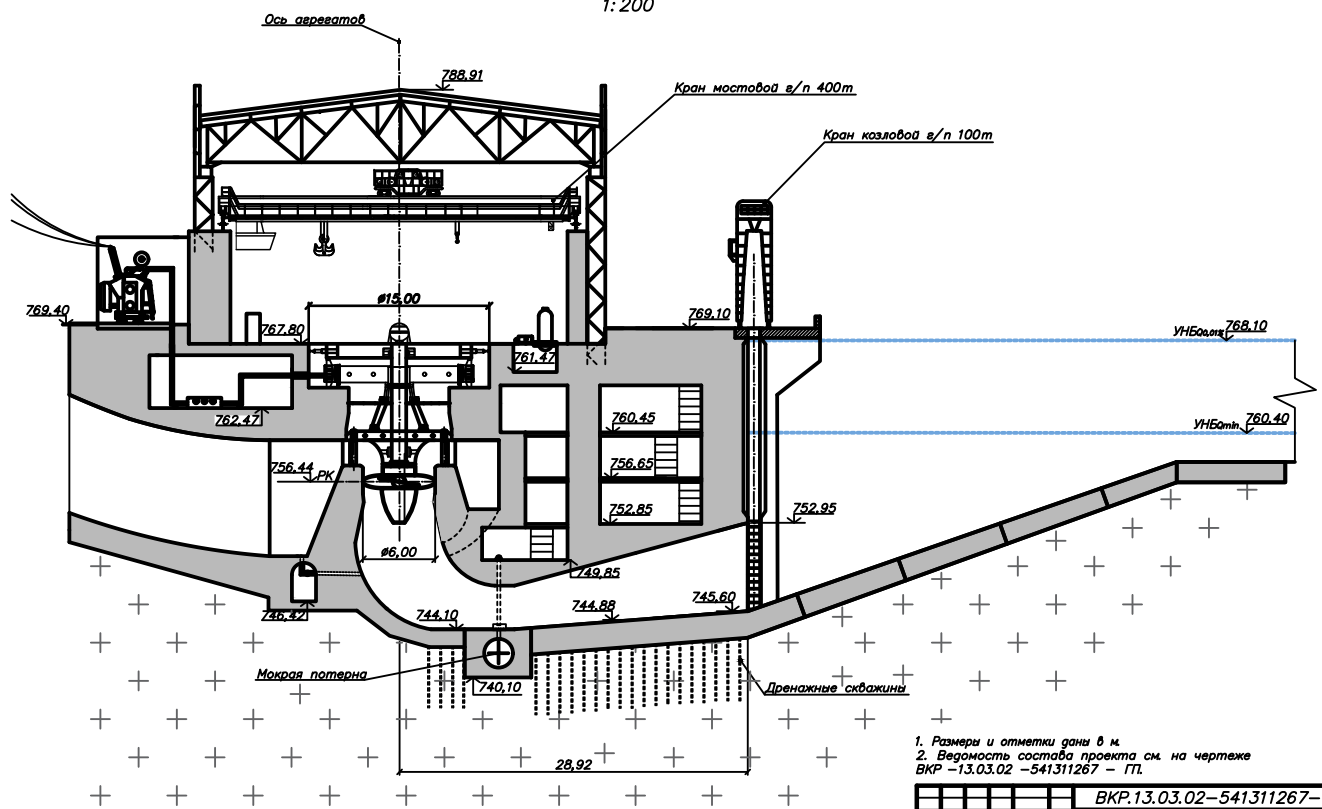
Основные характеристики гидроагрегатов

Тип турбины	ПЛ 50 - В - 600
Тип генератора	СВ - 1130/140 - 48
Количество агрегатов	3
Напор (м)	
максимальный	49,00
расчетный	38,80
минимальный	25,30
Расчетная высота отсосывания	-4,04 м
Частота вращения	125 об/мин

1. Размеры и отметки даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 541311267 - ПП.

		ВКР.13.03.02-541311267-ГР1		
		Саяно-Шушенский филиал СФУ		
Исполн.	Провер.	Инженер	Инженер	Инженер
Рисовал	Сметчик			
Н.контр.	Инженер			
Н.контр.	Инженер			
Учт.	Инженер			
		Проектирование Саяношуйского ГЭС на реке Саяношка		
		Лист	Всего	Листов
		1	1	1
		Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез		
		Карьера ГЭС, 2017 г.		

Поперечный разрез по зданию ГЭС
1:200

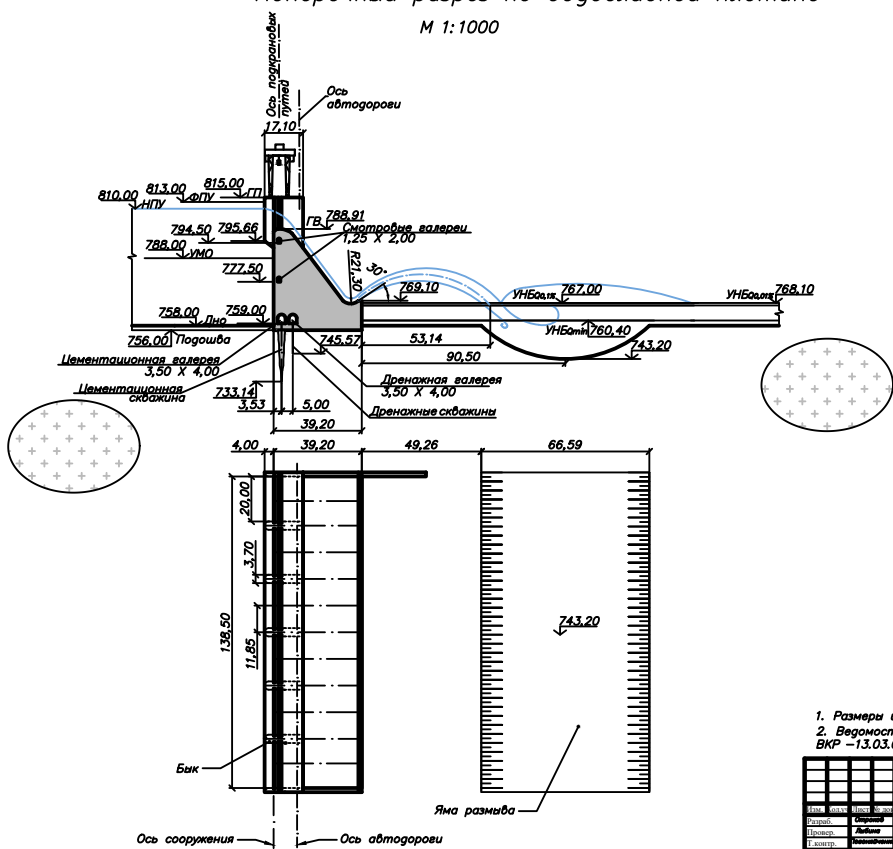


1. Размеры и отметки даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541311267-ГП.

ВКР.13.03.02-541311267-ГР2					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Исполн.	С.С.С.	Провер.	С.С.С.	Дата	
Проект.	С.С.С.	Проект.	С.С.С.	Дата	
И.контр.	С.С.С.	И.контр.	С.С.С.	Дата	
Удп.	С.С.С.	Удп.	С.С.С.	Дата	
Проектирование Ойленбургской ГЭС на реке Селенга				Лист	1
Поперечный разрез по зданию ГЭС				Корректур ГЭС	2017 г.

Формат А

Поперечный разрез по водосливной плотине
М 1:1000



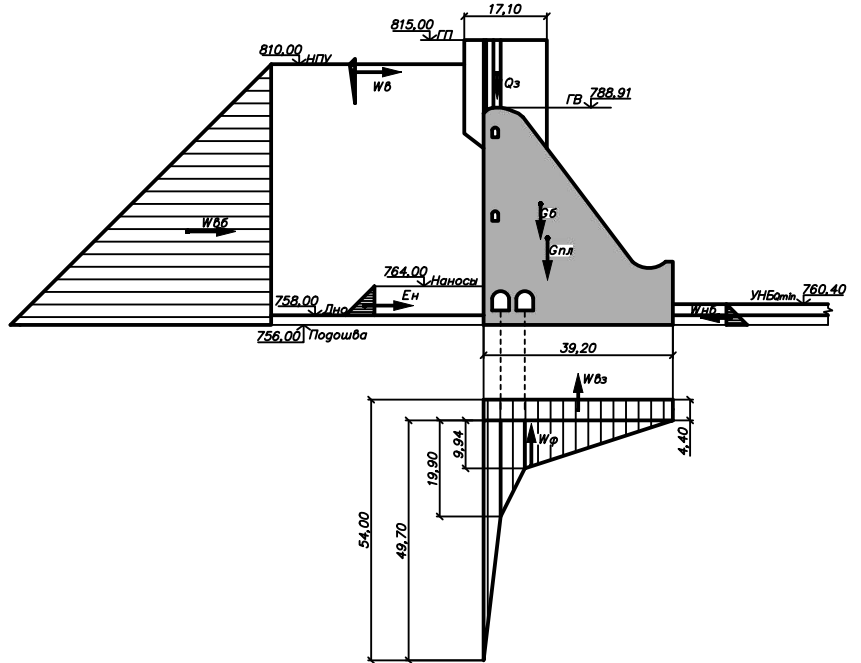
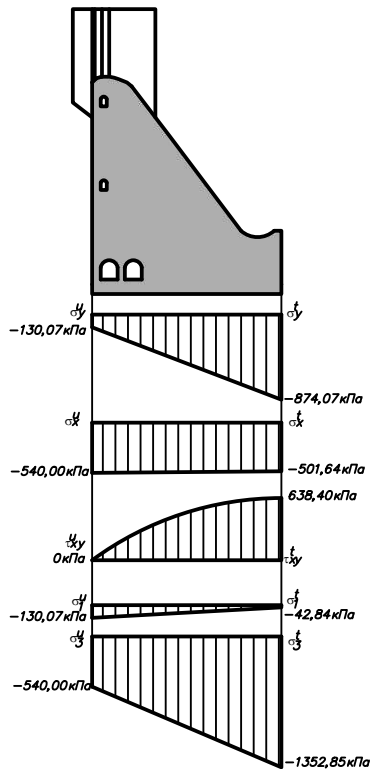
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см на чертеже ВКР-13.03.02-541311267-П

ВКР-13.03.02-541311267-ПРЗ				Саяно-Шушенский филиал СФУ		
Проектирование Саяно-Шушенского ГЭС на реке Саянских				Исполн.	Провер.	Инженер
Полномочный разрез по водосливной плотине				Июль 2017 г.		

Формат А

Сбор нагрузок на водосливную плотину
М 1:500

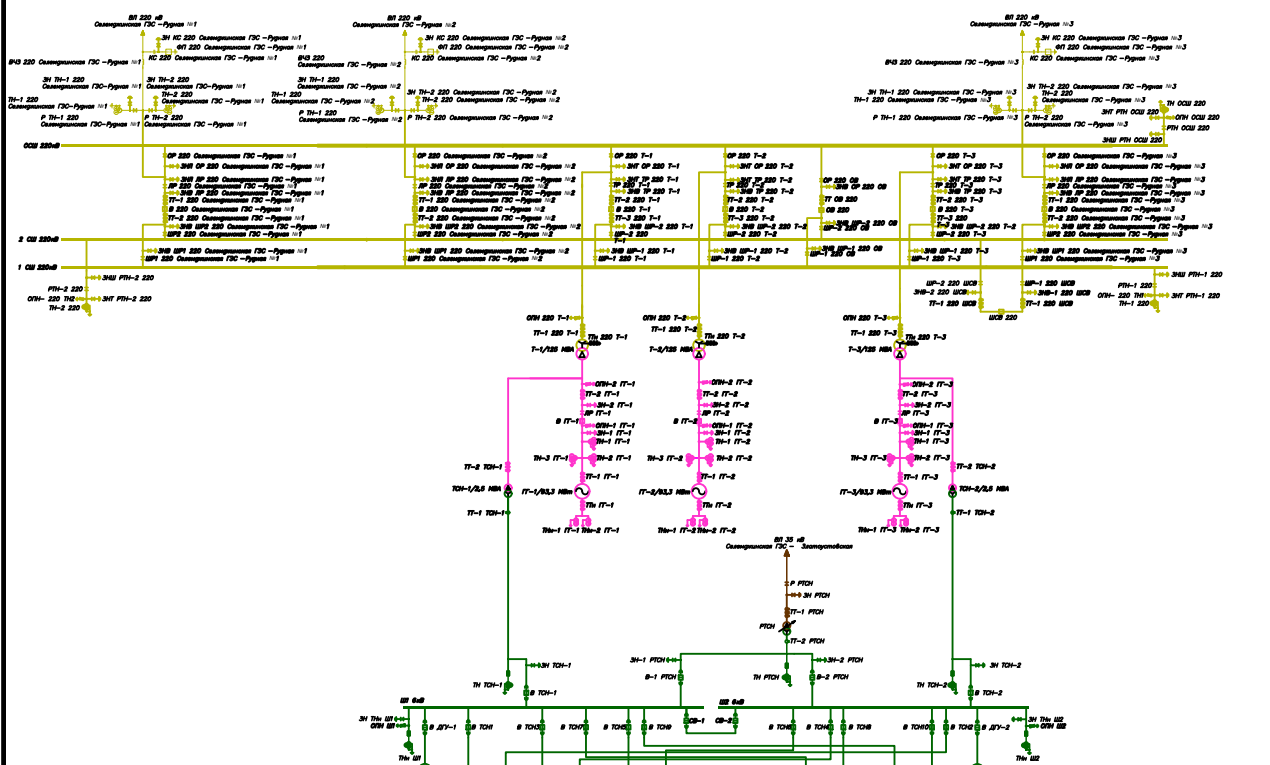
Эпюры напряжений, в 1 мм 25кПа



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м
2. Ведомость состава проекта см на чертеже
ВКР-13.03.02-541311267-ПТ

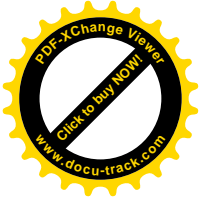
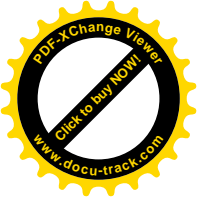
ВКР-13.03.02-541311267-PP					
Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Имя	Фамилия	Имя	Фамилия	Имя	Фамилия
Проектант	Лысова	Специалист	Сидорова	Статус	Исполн
Т.контр.	Лысова	Проверенный	Сидорова	1	1
Ш.контр.	Лысова	Согласованный	Сидорова	Сбор нагрузок на водосливную плотину	
Упр.	Лысова	Допущенный	Сидорова	Конфронт. ПЗСС, 2017 г.	

Главная схема электрических соединений Селемджинской ГЭС



1. Верность схемы проекта ок. на чертеже
 ВКР-13.03.02-54131267-3С
 Саяно-Шушенский филиал СФУ

Исполнитель	Составитель	Проверенный	Дата
С.И.И.	С.И.И.	С.И.И.	13.03.02
Главное инженерное отделение	С.И.И.	С.И.И.	13.03.02




Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


В.И. Татарников

подпись

« 14 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

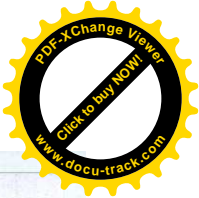
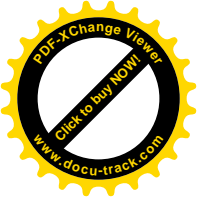
**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕЛЕМДЖИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
СЕЛЕМДЖА. УСТРОЙСТВО И ПОРЯДОК ВЫВОДА БЛОКИРОВОК
БЕЗОПАСНОСТИ**

Руководитель 
подпись, дата 15.06.17
Начальник ОС
Филиала ПАО «РусГидро»
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник 
подпись, дата 15.06.17

Д.А. Отроков
инициалы, фамилия



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Селемджинской ГЭС на реке Селемджа. Устройство и порядок вывода блокировок безопасности».

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты	<u>Зайд 7.06.17</u> подпись, дата	<u>Э.Ю. Зайцев</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Алекс 14.06.17</u> подпись, дата	<u>А.В. Масленникова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Тех 15.06.17</u> подпись, дата	<u>И.Ю. Тогонайченко</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>Тех 10.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В. Казацкова</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Тех 08.06.17</u> подпись, дата	<u>Т.А. Ладина</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>Тех 06.17</u> подпись, дата	<u>И.Ю. Тогонайченко</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Тех 09.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В. Каласова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>Тех 16.06.17</u> подпись, дата	<u>А.А. Забанько</u> инициалы, фамилия